

Eduardo Augusto Tissot

**GESTÃO E APLICAÇÃO DOS DADOS VERIFICADOS DE  
CARGA POR BARRAMENTO DA CELESC DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido ao Departamento de  
Engenharia Elétrica e Eletrônica da  
Universidade Federal de Santa  
Catarina para a obtenção do Grau de  
Bacharel em Engenharia Elétrica  
Orientador: Prof. Erlon Cristian  
Finardi, D. Eng.

Florianópolis  
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Tissot, Eduardo Augusto  
Gestão e aplicação dos dados verificados por  
barramento da CELESC Distribuição / Eduardo Augusto  
Tissot ; orientador, Erlon Cristian Finardi, 2018.  
90 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro  
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,  
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

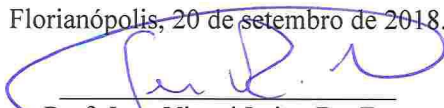
1. Engenharia Elétrica. 2. Gestão de dados de  
carga. 3. Previsão de carga. 4. Sistema de  
distribuição. I. Finardi, Erlon Cristian. II.  
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em  
Engenharia Elétrica. III. Título.

Eduardo Augusto Tissot

**GESTÃO E APLICAÇÃO DOS DADOS VERIFICADOS DE  
CARGA POR BARRAMENTO NA CELESC DISTRIBUIÇÃO**

Este Trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca  
Examinadora

Florianópolis, 20 de setembro de 2018.



Prof. Jean Viane Leite, Dr. Eng.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

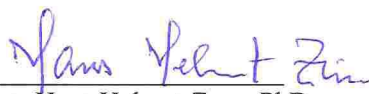
**Banca Examinadora:**



Professor Erlon Cristian Finardi, D. Eng.

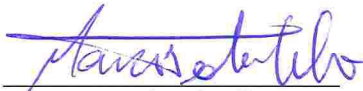
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Professor Hans Helmut Zurn, PhD

Universidade Federal de Santa Catarina



Engenheiro Marcos Tadeu Coelho, Eng. Eletricista

Universidade Federal de Santa Catarina



Este trabalho é dedicado a todos  
aqueles que me acompanharam nessa  
longa jornada.



## AGRADECIMENTOS

Quero agradecer a todos que participaram da realização desse trabalho, sejam aqueles que estiveram comigo durante a minha trajetória acadêmica, bem como os que participaram da minha evolução profissional e pessoal.

Primeiramente, quero agradecer às pessoas da CELESC que tornaram esse trabalho possível. Muito obrigado Marcos Tadeu Coelho por ser atencioso e solícito durante todo o período de estágio e durante o desenvolvimento do TCC; sem o Marcos esse trabalho não seria possível. Muito obrigado também Luís Baran por ter sido um ótimo chefe no período de estágio. Muito obrigado ao Ivan Ventura e todos os outros colegas que alegravam os dias de trabalho na CELESC.

Quero, também, agradecer aos professores que me instruíram para que eu chegasse até esse ponto. Muito obrigado ao Prof. Erlon Cristian Finardi, por ser meu orientador e me apoiar nessa fase da graduação. Muito obrigado a todos os outros professores, desde os professores de cálculo até os professores de disciplinas mais específicas da Engenharia Elétrica. Sem a participação de vocês eu não estaria onde estou hoje.

Agradeço aos colegas de graduação que estiveram comigo durante esses mais de 5 anos de UFSC, os quais essa empreitada seria muito mais difícil. Mais do que colegas, vocês foram quase uma família nesse período da minha vida. Seriam muitos nomes para escrever nessas páginas, mas, acreditem, sou grato a cada um de vocês.

Quero agradecer meus colegas de intercâmbio pelo momento que vivemos juntos. Vocês foram minha família por mais de 1 ano em outro país. Agradeço muito a presença de vocês nessa etapa da minha vida.

Gostaria de agradecer, também, meus colegas e professores do ensino médio por terem me ajudado a viver o melhor dessa época e, em algum momento, me incentivarem a seguir o caminho da Engenharia.

Finalmente, gostaria de agradecer às pessoas que foram as mais importantes para que chegasse até aqui: minha família. Muito obrigado a minha mãe, ao meu pai, ao meu padrasto, a minha madrasta, a minha avó, tios e todos os familiares que apoiaram meu empreendimento de virar engenheiro e, além disso, participaram da minha evolução como ser humano. Muito obrigado.





“Planos não são nada; planejamento é tudo”  
(Dwight Eisenhower)



## RESUMO

Previsões de carga por barramento são importantíssimas para os estudos de planejamento da expansão e da operação que são realizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Por isso, as distribuidoras devem fornecer ao ONS os dados verificados e previstos da carga compreendida em seu espaço de concessão. Assim, foram desenvolvidas rotinas computacionais para organizar de forma automatizada os dados verificados da CELESC Distribuição em um histórico consolidado. Esses dados têm grande importância para melhorar as previsões de carga por barramento que serão utilizadas pelo ONS em seus estudos.

**Palavras-chave:** Gestão de dados de carga, Previsão de carga, Sistema de distribuição.



## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1: Exemplo de horizontes e prazos para o processo de consolidação de previsão da carga para estudos e para a operação de horizonte mensal.</b>	<b>31</b>
<b>Figura 2: Horizontes e prazos para o processo de consolidação da previsão de carga para diversos estudos realizados pelo ONS.</b>	<b>32</b>
<b>Figura 3: Representação para grandes consumidores (esquerda) e usinas (direita).</b>	<b>37</b>
<b>Figura 4: Exemplo de fluxo de potência para o caso de gerador e banco de capacitores ligados ao barramento de MT da SE.</b>	<b>41</b>
<b>Figura 5: Exemplo do fluxo de potência utilizado para estimar demanda de um grande consumidor por carga de linhas de transmissão.</b>	<b>44</b>
<b>Figura 5: Diagrama unifilar para o caso de barramento com apenas uma subestação sem compensação.</b>	<b>46</b>
<b>Figura 6: Diagrama unifilar para o caso de barramento com mais de uma subestação sem compensação.</b>	<b>46</b>
<b>Figura 7: Diagrama unifilar para o caso de mais de um barramento para uma subestação com diferentes níveis de tensão de alimentação.</b>	<b>48</b>
<b>Figura 8: Modelo de barramento com consumo e geração.</b>	<b>49</b>
<b>Figura 9: Diagrama unifilar de um barramento contendo geração e consumo.</b>	<b>50</b>
<b>Figura 11: Planilha padrão para o preenchimento dos dados verificados e previstos de carga por barramento, tendo uma linha para cada barra e uma coluna para cada ponto de carga em cada mês do ano.</b>	<b>55</b>
<b>Figura 12: Fluxo proposto para o processo de organização e tratamento dos dados verificados de carga por subestação e barramento.</b>	<b>57</b>
<b>Figura 13: Interface para a rotina de cálculo dos dados verificados por barramento.</b>	<b>59</b>
<b>Figura 14: Primeiras linhas da planilha com a lista de subestações e seus equipamentos.</b>	<b>61</b>
<b>Figura 15: Exemplo de saída da rotina de dados verificados por subestação para apenas uma subestação e para um período de 6 meses.</b>	<b>62</b>

<b>Figura 16: Organização do arquivo de dados verificados em planilhas por subestação pela divisão dos dados em regiões ge-elétricas e tipo de carga.....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 17: Exemplo de construção da curva crítica ativa. ...</b>	<b>66</b>
<b>Figura 18: Comparação da curva crítica e da curva de carga média. ....</b>	<b>67</b>
<b>Figura 19: Exemplo de curva crítica, curva média e curva crítica coincidente. ....</b>	<b>68</b>
<b>Figura 20: Exemplo de curva crítica de carga reativa não coincidente à curva de carga ativa.....</b>	<b>69</b>
<b>Figura 21: Exemplo de curva crítica de carga reativa coincidente com a curva de carga ativa.....</b>	<b>70</b>
<b>Figura 22: Exemplo de série temporal construída a partir de curvas críticas mensais.....</b>	<b>71</b>
<b>Figura 23: Exemplo de rede neural artificial com uma camada intermediária apenas.....</b>	<b>76</b>
<b>Figura 24: Carga ativa da barra 2712 para 2017 (MW) para os pontos coincidentes PU e MU.....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 25: Carga ativa da barra 2709 para o ano de 2017 (MW) para o ponto coincidente MU.....</b>	<b>84</b>
<b>Figura 26: Carga ativa da barra 2892 para o ano de 2017 (MW) para os pontos coincidentes PU e LU.....</b>	<b>85</b>
<b>Figura 27: Carga ativa da barra 2788 para o ano de 2017 (MW) para os pontos coincidentes PU e MU.....</b>	<b>86</b>

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1 Descrição dos pontos coincidentes e não coincidentes com a carga global segundo as diretrizes do ONS para consolidação da previsão de carga. ....</b>	<b>33</b>
<b>Tabela 2: Descrição dos pontos coincidentes e não coincidentes com a carga global segundo as diretrizes da consolidação da previsão de carga. ....</b>	<b>54</b>
<b>Tabela 3: Fatores de ajuste para pontos coincidentes com cargas de referência de períodos de carga pesada de dia útil. ....</b>	<b>80</b>
<b>Tabela 4: Fatores de ajuste para pontos coincidentes com cargas de referência de períodos de carga média de dia útil. ....</b>	<b>80</b>
<b>Tabela 5: Média e mediana do erro percentual da carga ativa da barra 2712 para os pontos coincidentes PU e MU no ano de 2017. ....</b>	<b>82</b>
<b>Tabela 6: Média e mediana do erro percentual da carga reativa da barra 2712 para os pontos coincidentes PU e MU no ano de 2017. ....</b>	<b>83</b>





## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

23H – Carga da 23<sup>a</sup> hora do mês de fevereiro  
AL – Alimentador  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
ARIMA – *AutoRegressive Integrated Moving Average*  
ARMA – *AutoRegressive Moving Average*  
AT – Alta tensão  
BC – Banco de capacitores  
BT – Baixa tensão  
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
G – Gerador  
LT – Linha de transmissão  
LU – Carga leve de dias úteis  
MAX NC – Carga máxima mensal não coincidente em MVA  
MD – Carga média de domingo  
MED – Carga média mensal  
MIN – Carga mínima  
MIN NC – Carga mínima mensal não coincidente em MVA  
MME – Ministério de Minas e Energia  
MT – Média Tensão  
MS – Carga média de sábado  
MU – Carga média de dias úteis  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PAR – Plano de Ampliações e Reforços  
PD – Carga pesada de domingo  
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia  
PEL – Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo  
PMO – Programa Mensal da Operação Energética  
PS – Carga pesada de sábado  
PU – Carga pesada de dias úteis  
RNA – Rede Neural Artificial  
SE – Subestação  
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
TT – Transformador de tensão  
UC – Unidade consumidora  
VBA – *Visual Basic for Applications*



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>27</b>
1.1	OBJETIVOS .....	27
1.1.1	Objetivo geral.....	28
1.1.2	Objetivos específicos .....	28
<b>2</b>	<b>JUSTIFICATIVA.....</b>	<b>29</b>
2.1	AGENTES INSTITUCIONAIS DO SETOR .....	29
2.2	DADOS DE CARGA POR BARRAMENTO .....	31
<b>3</b>	<b>MODELAGEM DOS BARRAMENTOS .....</b>	<b>35</b>
3.1	GERADORES E GRANDES CONSUMIDORES .....	36
3.2	SUBESTAÇÕES.....	38
3.2.1	Carga com Compensação Reativa e Abatida por Geração 38	
3.2.2	Carga Real.....	40
3.2.3	Subestação de Grandes Consumidores.....	43
3.2.4	Carga de Geração.....	44
3.3	BARRAMENTOS .....	45
3.3.1	Subestações sem Geração.....	45
3.3.2	Subestações com Geração .....	48
3.3.3	Realocação de Potência Ativa .....	51
<b>4</b>	<b>GESTÃO AUTOMATIZADA DOS DADOS .....</b>	<b>53</b>
4.1	PLANEJAMENTO DA EXECUÇÃO .....	53
4.2	DESENVOLVIMENTO E RESULTADOS .....	57
<b>5</b>	<b>PREVISÃO DE CARGA POR BARRAMENTO .....</b>	<b>65</b>
5.1	CONSTRUÇÃO DAS CURVAS DE CARGA CRÍTICA....	65
5.1.1	Curva de Carga Crítica Ativa.....	65
5.1.2	Curva Crítica Ativa Coincidente com a Média .....	66
5.1.3	Curva Crítica Reativa .....	68
5.1.4	Características das Curvas de Carga .....	70
5.2	MÉTODOS DE PREVISÃO .....	71

<b>5.2.1</b>	<b>Modelos de Regressão.....</b>	<b>72</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Suavização exponencial de Holt-Winters.....</b>	<b>72</b>
<b>5.2.3</b>	<b>Modelos ARIMA.....</b>	<b>74</b>
<b>5.2.4</b>	<b>Redes Neurais Artificiais.....</b>	<b>76</b>
<b>5.3</b>	<b>MODELO INDIVIDUAL E AGREGADO .....</b>	<b>77</b>
<b>5.4</b>	<b>CONSUMIDORES HORO-SAZONAIS.....</b>	<b>78</b>
<b>5.5</b>	<b>PREVISÃO DE CARGA NA CELESC .....</b>	<b>80</b>
<b>5.5.1</b>	<b>Procedimento de Previsão de Carga por Barramento.....</b>	<b>81</b>
<b>5.5.2</b>	<b>Exemplos de Dados Previstos de Carga por Barramento</b>	<b>82</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>87</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>89</b>

## 1 INTRODUÇÃO

É de conhecimento geral que, com mais dados sobre um sistema, maior é a capacidade de análise e previsão do seu comportamento. No caso da CELESC, constantemente é preciso prever a demanda futura, para diferentes horizontes de tempo, tanto para uso interno quanto para auxiliar agentes externos, como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Planejamento Energético (EPE) em seus estudos.

Contudo, para realizar boas previsões que resultem em economia e segurança, um histórico conciso e confiável de dados é necessário. Infelizmente, apesar da empresa contar com alguns bancos de dados com medições históricas de boa parte das suas subestações e usinas, esses dados verificados brutos eram pouco utilizados no processo de previsão. Essa atividade era, usualmente, feita reajustando-se previsões passadas quando confrontadas com dados verificados em poucos pontos de operação, mas insuficientes para atender aos requisitos dos procedimentos de rede.

Por isso, além de construir um histórico confiável, era preciso criar alguma ferramenta para automatizar o processo. Com mais de 230 subestações, de propriedade da CELESC e particulares, e cerca de 150 usinas, seria impraticável construir esse histórico manualmente. Além disso, esses dados devem ser enviados para o ONS periodicamente e de forma agregada em barramentos, i.e., uma forma diferente de analisar o sistema elétrico. Portanto, era imprescindível a criação de algum processo computacional para organizar os dados verificados de carga.

Assim, a contribuição do trabalho é a criação de rotinas computacionais capazes de gerir os dados verificados. Esse projeto foi desenvolvido durante o período de estágio na CELESC Distribuição e teve como o foco a criação do histórico por barramento para envio ao ONS. Apesar disso, houveram resultados indiretos, como a criação de um histórico por subestação e a modelagem dos barramentos no sistema de distribuição da CELESC.

### 1.1 OBJETIVOS

Essa seção descreve os objetivos principais e específicos do trabalho.

### **1.1.1 Objetivo geral**

Esse trabalho tem como objetivo geral a criação de rotinas computacionais para automatizar o processo de gestão dos dados verificados de carga por barramento. Como resultado disso, a CELESC deve ser capaz de criar e atualizar seu histórico de dados verificados por barra com segurança e baixo esforço computacional.

### **1.1.2 Objetivos específicos**

Os objetivos específicos desse trabalho são:

- Explicitar quais são os componentes de cada subestação que formam sua carga, bem como as subestações que formam a carga de cada barramento;
- Desenvolver rotinas para a gestão de dados verificados por subestação;
- Mapear o procedimento de previsão de carga e confirmar a necessidade de um histórico de dados de carga por barra.

## 2 JUSTIFICATIVA

Essa seção aborda algumas características do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), bem como os agentes responsáveis pelo planejamento da expansão e operação desse sistema. Os estudos para a expansão e operação também são citados, sendo descritos, principalmente, os estudos do ONS. Para viabilizar esses estudos, diversos agentes, entre eles as distribuidoras, devem enviar dados de carga verificados e previstos para o operador. Os prazos e horizontes dessas previsões são descritas nessa seção juntamente com as diretrizes definidas pelo operador para o envio dos dados. Além disso, é citada a complexidade proporcionada pela representação das cargas em barramentos e a necessidade de criação de um processo automatizado para a organização dos dados verificados de carga individualizados por barra.

### 2.1 AGENTES INSTITUCIONAIS DO SETOR

O Brasil é um país de dimensões continentais e, por essa razão, possui um sistema elétrico de proporção semelhante. Apesar de algumas localidades, principalmente na região Norte, serem atendidas por Sistemas Isolados, o Sistema Interligado Nacional (SIN) abrange quase todo o território nacional, contando com quase 155.000 km em linhas de transmissão (ONS, 2018). Esse sistema gigantesco é dividido em quatro subsistemas conectados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Por causa da extensão e complexidade do SIN, existem agentes especializados no planejamento da operação e da expansão do SIN, como o ONS e a EPE, respectivamente.

A EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), foi criada em 2003 como instrumento de planejamento e estudo da matriz energética brasileira. Resumidamente, a EPE, segundo TOLMASQUIM (2011, p. 43), "realiza estudos da matriz energética de longo prazo e estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos". Dentre os estudos realizados pela EPE, se destacam o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE). O PDE incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de recursos energéticos para um horizonte de dez anos, fornecendo indicadores de desempenho do sistema, viabilidade de novos empreendimentos de geração e várias outras informações importantíssimas para a expansão do sistema. Já para o PNE, o horizonte é de cerca de 25 a 30 anos e não se restringe à matriz de

energia elétrica, abrangendo petróleo, gás natural e outras formas de energia.

Já o ONS é uma entidade sem fins lucrativos que coordena as atividades do SIN, cujas principais funções são: planejar e programar a operação e despacho centralizado de geração, propor reforços do sistema de transmissão existente e supervisionar e coordenar a operação do SIN (TOLMASQUIM, 2011). Para que o ONS possa realizar suas atividades de planejamento da operação, é necessário que os agentes do sistema, como as distribuidoras, enviem suas previsões de carga para o operador. Apesar dessas previsões também serem aproveitadas para o PDE, o trabalho foi desenvolvido focando na entrega dos dados para o ONS e, por isso, a EPE e o PDE não são discutidos adiante.

A maior contribuição do ONS para a expansão do sistema é chamado de Plano de Ampliações e Reforços (PAR). O PAR é proposto pelo operador ao Ministério de Minas e Energia (MME) e, segundo o ONS (2017a),

contempla ampliações e reforços em instalações sob responsabilidade de transmissoras e em instalações sob responsabilidade de distribuidoras, que possam causar impacto sistêmico, a serem considerados no planejamento da expansão, além de melhorias especificamente relacionadas à substituição de equipamentos por obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de danos a instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas.

Para esse estudo são adotados diversos tipos de dados e informações como referência. Alguns desses dados são: cargas (ativas e reativas) previstas por barramento e por patamar de carga; geração despachada; custo de instalações de transmissão de acordo com o Banco de Preços de Referência ANEEL; e expansão na rede de distribuição. A contribuição das distribuidoras para o PAR pode ser resumida como o envio das informações sobre a expansão da rede de distribuição e dos dados de carga por barramento, sendo esse último o foco do trabalho.

Previsões de carga por barramento com horizontes de curto e médio prazo também são utilizadas pelo ONS para o planejamento da operação do sistema elétrico. Por exemplo, o Programa Mensal da Operação Energética (PMO) utiliza as previsões de 2 meses para planejar a operação do mês seguinte. Outro exemplo é o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PEL), para o qual são utilizadas as



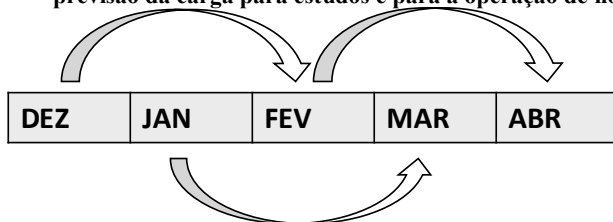
previsões dos próximos anos. Além disso, existem estudos com horizonte quadrimestral, com o objetivo de elaborar as diretrizes da operação nesse período (ONS, 2016). Assim, como existe mais de um horizonte para os estudos de planejamento da operação, são requisitadas previsões com diferentes horizontes.

## 2.2 DADOS DE CARGA POR BARRAMENTO

Diversos agentes do SEB devem informar previsões para consolidar os estudos de planejamento da operação feitos pelo operador. No caso da CELESC, previsões da carga global e das cargas por barramento devem ser enviadas para diversos horizontes, sendo que um barramento é um somatório de cargas utilizado nos modelos de simulação e otimização do ONS. Como o foco do trabalho é o desenvolvimento de ferramentas para a gestão dos dados de carga por barramento, as informações dessa seção podem não ser válidas para o envio de dados de carga global.

Existem três horizontes importantes definidos pelo ONS com respeito ao uso de dados de carga: mensal, quadrimestral e de 6 anos. Para o horizonte mensal, as previsões devem ser enviadas, até o dia 19 de cada mês, mantendo um intervalo de um mês entre o mês corrente e o mês previsto. Assim, em dezembro, os dados previstos para fevereiro devem ser enviados e, em janeiro, os dados de março, conforme o exemplo na **Figura 1**. Essas previsões são úteis para os estudos de curto prazo, como o PMO. Além das previsões, as cargas verificadas do mesmo mês ou do mês anterior devem ser enviadas ao operador, assumindo o mesmo prazo, com o objetivo de confirmar previsões passadas.

**Figura 1: Exemplo de horizontes e prazos para o processo de consolidação de previsão da carga para estudos e para a operação de horizonte mensal.**

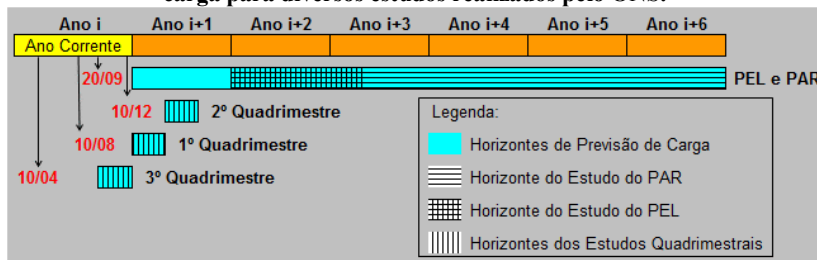


Fonte: ONS (2017).

De forma análoga, as previsões mensais de horizonte quadrimestral devem ser enviadas a cada quatro meses com dados de um quadrimestre, mas com um intervalo de quatro meses entre o período atual e o previsto. Dessa forma, ao final do primeiro quadrimestre do ano são enviados dados do último quadrimestre do ano e, no segundo quadrimestre, serão enviados dados dos quatro primeiros meses do ano seguinte. Essas previsões também têm um prazo bem definido, tendo de ser enviadas até os dias 10/04, 10/08, 10/12. É importante ressaltar que as previsões são mensais e discriminadas para cada um dos quatro meses do quadrimestre. Essas previsões são empregadas, principalmente, para os estudos quadrimestrais do operador.

Já para as previsões de horizonte mais amplo, até o dia 20/09 de cada ano são enviados dados para um período de 6 anos, sendo o primeiro ano desse período o ano seguinte ao de disponibilização das previsões. Essas previsões também são mensais, ou seja, há previsões para cada mês de todos os anos compreendidos no período. Estudos de médio e longo prazo, como o PAR e o PEL, são os mais impactados por essas previsões. Os prazos, horizontes e estudos podem ser vistos na **Figura 2**.

**Figura 2: Horizontes e prazos para o processo de consolidação da previsão de carga para diversos estudos realizados pelo ONS.**



Fonte: ONS (2017)

Apesar de terem sido descritos os horizontes das previsões, não foi discutido o que exatamente deve ser previsto. De acordo com as diretrizes do ONS, a unidade dos valores é de potência média, ativa e reativa, com intervalo de integralização horário, ou seja, haveriam valores de carga para cada hora. Porém, não é preciso prever a carga de cada mês em cada instante, pois são desejados alguns poucos pontos, coincidentes com a carga global ou não. Esses pontos são normalmente divididos por patamar de carga e por dia da semana, conforme a **Tabela**

1. Os períodos do dia que definem os patamares de carga podem variar quando aplicado o horário de verão.

**Tabela 1 Descrição dos pontos coincidentes e não coincidentes com a carga global segundo as diretrizes do ONS para consolidação da previsão de carga.**

<b>Ponto</b>	<b>Descrição</b>
<b>PU</b>	<b>Carga pesada de dias úteis:</b> coincidente com a maior carga horária da empresa em dias úteis da 19ª a 22ª hora.
<b>MU</b>	<b>Carga média de dias úteis:</b> coincidente com a maior carga horária da empresa em dias úteis da 9ª a 17ª hora.
<b>LU</b>	<b>Carga leve de dias úteis:</b> coincidente com a menor carga horária da empresa de 3ª a 6ª feira da 1ª a 8ª hora, a exceção de dias após feriados.
<b>MIN</b>	<b>Carga mínima:</b> coincidente com a menor carga horária da empresa em dias de domingo ou feriado da 1ª a 9ª hora.
<b>PS</b>	<b>Carga pesada de sábado:</b> coincidente com a maior carga horária da empresa em dias de sábado da 19ª a 22ª hora.
<b>MS</b>	<b>Carga média de sábado:</b> coincidente com a maior carga horária da empresa em dias de sábado da 9ª a 17ª hora.
<b>PD</b>	<b>Carga pesada de domingo:</b> coincidente com a maior carga horária da empresa em dias de domingo da 19ª a 22ª hora.
<b>MD</b>	<b>Carga média de domingo:</b> coincidente com a maior carga horária da empresa em dias de domingo da 10ª a 17ª hora.
<b>23H</b>	<b>Carga da 23ª hora do mês de fevereiro:</b> coincidente com a maior demanda horária da empresa em dias úteis na 23ª hora do mês de fevereiro.
<b>MAX NC</b>	<b>Carga máxima mensal não coincidente em MVA:</b> não pressupõe a coincidência com a carga da empresa. São discretizadas em componentes de carga ativa e reativa.

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Outro detalhe importante é a separação em carga de consumo e geração. É muito comum utilizar o termo “carga” quando algum elemento que absorve potência, mas, para os dados enviados para o operador, um barramento pode absorver e/ou produzir energia e, por isso, existe a separação em carga de consumo e geração. Apesar do ONS obter os dados das usinas despachadas por ele, existem usinas no sistema de distribuição da CELESC em que não ocorre o despacho centralizado. A energia produzida por esses outros geradores também deve ser informada ao operador e, por isso, essas usinas contribuem para

a carga de geração. Já os consumidores, cativos ou não, alimentados pelo sistema da CELESC contribuem para a carga de consumo. Além disso, um mesmo barramento pode conter cargas de geração e cargas de demanda, sendo que esses dois dados devem ser informados separadamente. Assim, é preciso discriminar o consumo e a geração nos dados enviados ao ONS para cada barra.

Por fim, é preciso descrever a complexidade gerada pela necessidade de informar dados de carga por barramento. Um barramento é um somatório de cargas utilizados pelo ONS para simular o sistema. Em muitos casos um barramento é representado pelas cargas de uma subestação da CELESC, ou seja, pela carga demandada pelos consumidores alimentados por essa subestação. Entretanto, não é raro que o barramento compreenda mais de uma subestação. Rigorosamente, a carga de um barramento:

corresponde ao somatório das cargas representadas no barramento, referentes a perdas, consumo próprio, mercado cativo, consumidores livres, consumidores potencialmente livres, consumidores parcialmente livres, unidades consumidoras de autoprodutores e produtores independentes, atendimentos localizados e agentes de distribuição com mercado inferior a 500GWh/ano que não enviam dados de carga ao ONS. (ONS, 2017b)

Dessa forma, a carga de cada barramento pode ser obtida pela soma das cargas que ele representa. Isso seria simples se não houvessem cerca de 200 barramentos formados por um somatório único de cargas de subestações. Apesar da CELESC ter acesso aos dados de medição brutos, a escala do problema impossibilitava a construção manual de um histórico confiável e, por consequência, o envio dos dados verificados. Também, a exatidão das previsões individualizadas por barramento era afetada pela falta dos dados históricos por barra.

Por essa razão, esse trabalho propõe um método automatizado de gestão dos dados verificados de carga por barramento. Os procedimentos propostos devem ser adaptados às necessidades da CELESC e cumprir as diretrizes exigidas pelo ONS. Além disso, a solução deve aproveitar as ferramentas disponíveis na empresa e ser simples o suficiente para que os usuários consigam incorporar o método facilmente em suas atividades.

### 3 MODELAGEM DOS BARRAMENTOS

A CELESC normalmente analisa o sistema pelas cargas de suas subestações e usinas, ou seja, por unidades físicas. Contudo, os barramentos definidos pelo ONS não necessariamente correspondem a estruturas físicas existentes. É comum que barras representem unidades aglomeradas, ou até mesmo divididas por nível de tensão. Por isso, é preciso modelar a carga de cada barramento como um somatório de cargas de subestações e/ou geradores.

Além disso, pelas características das medições disponíveis, não é possível obter a carga de uma subestação diretamente. Mas, é possível obter dados sobre os seus equipamentos, como: transformadores, bancos de capacitores, alimentadores e linhas de transmissão. Dessa forma, pode-se modelar a carga de cada subestação pela soma dos seus componentes. Também, é possível que existam geradores de média tensão (MT), ou seja, geradores conectados a algum alimentador da subestação abastecendo diretamente os consumidores. Nesses casos, os geradores podem ser levados em consideração para o cálculo da carga total da subestação e, por consequência, resultará em um modelo de subestação mais amplo que não necessariamente representa uma subestação física.

Quanto às cargas de usinas e grandes clientes, os dados são obtidos de forma direta pelos medidores ligados a essas unidades. Alguns geradores e grandes consumidores, que possuem subestações próprias, podem apresentar mais de um medidor. Nesses casos, as cargas das unidades são iguais às somas das cargas de cada medidor. Também, se houverem problemas na obtenção de dados dos medidores, pode-se estimar esses dados por medições de equipamentos de subestações, como linhas de transmissão e alimentadores.

Apesar dos modelos serem baseados nas características do sistema elétrico, este não é levado em consideração. Para aumentar a eficiência do processo, todos os modelos de carga são representados apenas pela soma de medições, sem levar em considerações possíveis perdas. Essa é uma simplificação que pode reduzir a exatidão dos resultados, mas, por eles serem utilizados em previsões com horizontes de médio a longo prazo, isso não deve resultar em um impacto considerável.

Lembrando que, de acordo com as exigências do ONS, o intervalo de integralização das cargas de demanda e geração é horário. Também, devem ser disponibilizados medições horárias somente para alguns pontos coincidentes e não-coincidentes no mês. Apesar disso, os

modelos de carga devem ser válidos para qualquer intervalo de integralização e qualquer período de análise.

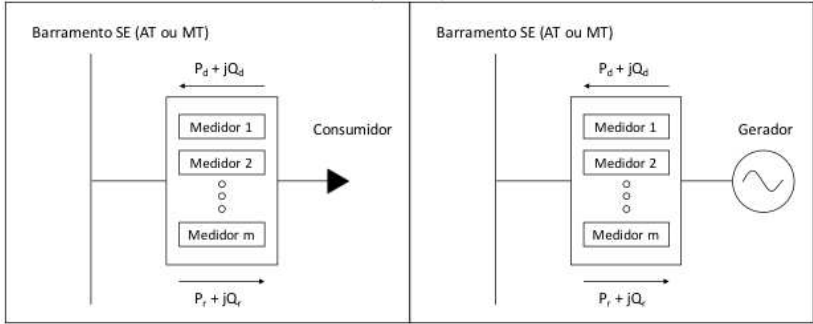
É importante deixar claro que, como o ONS usa termo “barramento” para descrever uma subestação ou um aglomerado de subestações, pode causar confusão quando é descrito um barramento com determinado nível de tensão dentro de uma subestação. Por essa razão, nas seções posteriores, “barramento” ou “barra” será utilizado para o aglomerado de subestações de acordo com os modelos de simulação do ONS e “barramento de subestação” ou “barramento da SE” será utilizado para o barramento interno da subestação com determinado nível de tensão.

Assim, essa seção busca descrever a forma com que foram modelados os barramentos, subestações, geradores e grandes consumidores do sistema de distribuição da CELESC.

### 3.1 GERADORES E GRANDES CONSUMIDORES

A forma como os dados de geradores e grandes consumidores são obtidos é muito similar e, por isso, os dois serão descritos na mesma seção. Ambas são unidades consumidoras com grande quantidade de geração ou consumo, o que resulta em procedimentos de faturamento diferentes dos consumidores cativos. Por isso, é exigido que essas unidades tenham um ou mais medidores de quatro quadrantes (**Figura 3**) utilizados pela CCEE para faturamento. Em alguns casos, seria possível obter os dados de geração e consumo dessas unidades através de medições de subestações da CELESC. Contudo, isso só deve ser feito em casos extremos, pois os dados dos medidores das usinas e dos consumidores são mais confiáveis e precisos.

**Figura 3: Representação para grandes consumidores (esquerda) e usinas (direita).**



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Uma característica importante dessas medições é que elas são feitas por medidores de quatro quadrantes. Cada um desses medidores apresenta quatro medições simultaneamente:

- Potência ativa entregue à concessionária ( $P_d$ );
- Potência reativa entregue à concessionária ( $Q_d$ );
- Potência ativa recebida na unidade consumidora ( $P_r$ );
- Potência reativa recebida na unidade consumidora ( $Q_r$ ).

Então, com o objetivo de obter o valor líquido da carga, a demanda, ativa e reativa, de um consumidor com  $n$  medidores pode ser descrita por:

$$P_c + jQ_c = \sum_{i=1}^n (P_r^i - P_d^i) + j(Q_r^i - Q_d^i) \quad (1)$$

Se aplicada a uma usina, a equação ( 1 ) apresentaria resultados de potência ativa negativa na maior parte dos casos. Contudo, para usinas, é representada a carga de geração, ou seja, a potência produzida pela unidade. Por isso, a carga de geração de uma usina com  $m$  medidores pode ser definida por:

$$P_g + jQ_g = \sum_{i=1}^m (P_d^i - P_r^i) + j(Q_d^i - Q_r^i) \quad (2)$$

### 3.2 SUBESTAÇÕES

As subestações da CELESC são, em geral, estruturas físicas que atendem à demanda de uma região. Por isso, modelar a carga de uma subestação seria equivalente a modelar a carga da região que ela atende. Diferentemente dos geradores e grandes consumidores, a carga das subestações da CELESC não pode ser obtida de forma direta. Os dados disponíveis são de medidores dos seus componentes, sendo que, em uma subestação, podem existir os seguintes equipamentos:

- Transformadores de tensão;
- Bancos de capacitores;
- Alimentadores;
- Linhas de transmissão.

Apesar de definir inicialmente a carga de uma subestação como a carga de uma estrutura física, no decorrer do texto esse conceito é expandido para algo mais abstrato. Assim como um barramento é uma soma de cargas, uma subestação será definida da mesma forma para dar mais liberdade ao modelo. Porém, com exceção de subestações divididas por nível de tensão ou exclusivamente de geração, o modelo de subestação geralmente descreve a carga de uma unidade física.

#### 3.2.1 Carga com Compensação Reativa e Abatida por Geração

A princípio se poderia pensar que a carga de uma subestação seria obtida pela soma dos seus alimentadores. Porém, não é raro que existam problemas com as medições dos alimentadores. Outra abordagem seria somar indiscriminadamente as cargas de todos os transformadores. Contudo, podem existir transformadores em subestações que não atendem diretamente os alimentadores, sendo utilizados para etapas intermediárias de transformação de tensão. Além disso, existem casos em que não há medidor algum, mas as cargas podem ser estimadas pelas medições de linhas de outras subestações.

Por essas razões, não é possível escolher apenas um tipo de componente que seria utilizado para obter os dados de carga de todas as subestações. Assim, a carga de cada subestação deve ser modelada individualmente pela listagem dos equipamentos que compõe a sua carga, priorizando as medições dos transformadores e utilizando dados de outros componentes quando necessário. Assim, uma subestação pode ser modelada pelo somatório de alimentadores, transformadores e/ou linhas de transmissão, mas não necessariamente todos os alimentadores,



transformadores e/ou linhas de transmissão. Se fossem somadas cargas de todos os componentes da subestação, muito provavelmente um mesmo valor de carga seria somado múltiplas vezes. De forma que a potência ativa e reativa (com compensação reativa e abatida por geração) de uma subestação pode ser escrita por:

$$P_{s,c,a} = \sum_{i=1}^n P_{TT}^i + \sum_{i=1}^m P_{AL}^i + \sum_{i=1}^l P_{LT}^i \quad (3)$$

$$Q_{s,c,a} = \sum_{i=1}^n Q_{TT}^i + \sum_{i=1}^m Q_{AL}^i + \sum_{i=1}^l Q_{LT}^i \quad (4)$$

Onde o somatório com índice “*TT*” representa o somatório das potências, ativas e reativas, dos *n* transformadores que listados para compor a carga da subestação. De forma semelhante, o índice “*AL*” representa o somatório das potências dos *m* alimentadores listados e o índice “*LT*”, a soma das *l* linhas de transmissão listadas. Já os índices “*s*”, “*c*” e “*a*” representam, respectivamente, que a potência é referente a um modelo de subestação, que pode haver compensação reativa não descontada e que pode existir potência abatida por geração não contabilizada.

Os valores de potência utilizados nos somatórios não são provenientes de um medidor de quatro quadrantes, ou seja, podem ser tanto negativos quanto positivos. Valores positivos representam potência entrando na subestação pelos transformadores ou saindo pelos alimentadores e linhas de transmissão. Analogamente, valores negativos representam potência saindo na subestação pelos transformadores ou entrando pelos alimentadores e linhas de transmissão.

Assim, não há uma única forma de modelar uma mesma subestação. Apesar disso, na grande maioria dos casos, apenas as medições dos transformadores são utilizadas, pois são mais confiáveis e estão disponíveis para a grande maioria das subestações da CELESC. Por isso, os dados de alimentadores e linhas de transmissão serão utilizando apenas em casos especiais, como: falta de medidores em transformadores; estimação de dados de consumidores e geradores sem medição; e intercâmbio com cooperativas de eletrificação.

Ainda, priorizar as medições dos transformadores é vantajoso no caso de dividir as cargas de uma subestação. Não é raro que os

barramentos definidos pelo ONS separem carga de subestações dependendo do nível de tensão de alimentação. Assim, nos casos em que é preciso separar as medições de uma subestação levando em consideração os níveis de tensão, basta listar os transformadores desejados para cada nível.

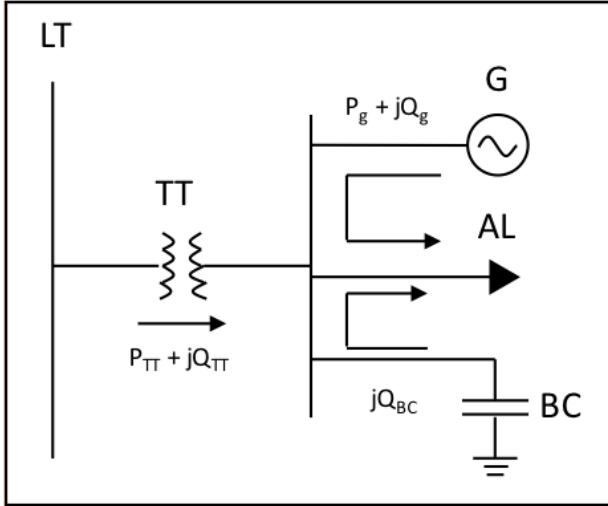
Quanto às medições dos transformadores, para o ONS, seria interessante obter dados do lado de alta tensão. Assim, o resultado seria o mais próximo possível da carga que realmente entra na subestação. Entretanto, é muito comum que esses equipamentos apresentem medidores apenas no seu lado de baixa tensão, após a incidência das perdas do transformador. Como resultado, a carga da grande maioria das subestações não levaria em consideração as perdas dos seus transformadores. Para que essas perdas sejam contabilizadas, seria preciso estimá-las e adicioná-las ao modelo de carga da subestação.

### 3.2.2 Carga Descompensada

Como consequência de priorizar as medições de transformadores, a carga obtida por ( 3 ) e ( 4 ) pode não representar a carga verdadeiramente consumida na subestação, também chamada de carga descompensada. Isso ocorre quando existem elementos que geram potência, ativa e/ou reativa, ligados diretamente no barramento da subestação em que os alimentadores estão conectados. Esses elementos abastecem diretamente os alimentadores e, na maior parte dos casos, resulta em uma carga compensada e abatida menor do que a carga descompensada, como mostra a **Figura 4**. Os dois componentes que se enquadram nesse caso são:

1. Bancos de capacitores ligados ao barramento de média tensão (MT) da subestação;
2. Usinas conectadas diretamente aos alimentadores.

**Figura 4: Exemplo de fluxo de potência para o caso de gerador e banco de capacitores ligados ao barramento de MT da SE.**



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Nesses casos, os dados dos bancos de capacitores e usinas devem ser utilizados para se obter a carga verdadeiramente consumida na subestação, sendo que, descontando apenas a compensação reativa, as potências ativa e reativa são dadas por:

$$P_{s,a} = P_{s,c,a} \quad (5)$$

$$Q_{s,a} = Q_{s,c,a} + \sum_{i=1}^k Q_{BC}^i \quad (6)$$

Nas equações anteriores, o somatório com índice “BC” representa a soma das potências produzidas pelos  $k$  bancos de capacitores listados para a subestação.

É possível retirar os dados dos geradores diretamente das medições dos alimentadores em que estes estão conectados, no caso de alimentadores exclusivos. Porém, os dados extraídos dos medidores das usinas são mais confiáveis e devem ter prioridade para compor a carga

descompensada. Assim, aplicando apenas a carga abatida pelas usinas, o resultado seria:

$$P_{s,c} = P_{s,c,a} + \sum_{i=1}^h P_g^i \quad (7)$$

$$Q_{s,c} = Q_{s,c,a} + \sum_{i=1}^h Q_g^i \quad (8)$$

Sendo que o somatório com índice “ $g$ ” representa a soma das potências geradas pelas  $h$  usinas ligadas aos alimentadores da subestação, as quais não são medidas pelos transformadores de subestação.

É importante notar que, apesar dessas usinas serem estruturas físicas distintas, elas se comportam como equipamentos da subestação para a modelagem da carga verdadeiramente consumida por essa subestação. Analogamente, se os dados de um grande consumidor tivessem impacto na carga total de uma subestação, os dados dos seus medidores também poderiam ser utilizados. Assim, o modelo mais geral para a carga descompensada consumida (índice “ $s, d$ ”) seria:

$$P_{s,d} = P_{s,c,a} + \sum_{i=1}^h P_g^i + \sum_{i=1}^f P_c^i \quad (9)$$

$$Q_{s,d} = Q_{s,c,a} + \sum_{i=1}^k Q_{BC}^i + \sum_{i=1}^h Q_g^i + \sum_{i=1}^f Q_c^i \quad (10)$$

Onde o somatório com índice “ $c$ ” representa a soma dos  $f$  grandes consumidores listados por contribuir com a carga da subestação. Deve ser citado que todos os modelos podem ser interessantes, dependendo da aplicação. Para o ONS a carga descompensada é mais interessante, mas, para estudos internos da CELESC, pode ser interessante utilizar a carga compensada e abatida.

Além disso, apesar de ter sido utilizado apenas somatórios, isso não significa que os valores de carga devem ser sempre positivos. Pela direção do fluxo de potência é possível que o sinal da carga dos

transformadores seja negativo. Também, pode ser necessário inverter deliberadamente um valor positivo para obter a carga através da Lei dos Nós, por exemplo, e o modelo deve ser capaz de aceitar essa inversão.

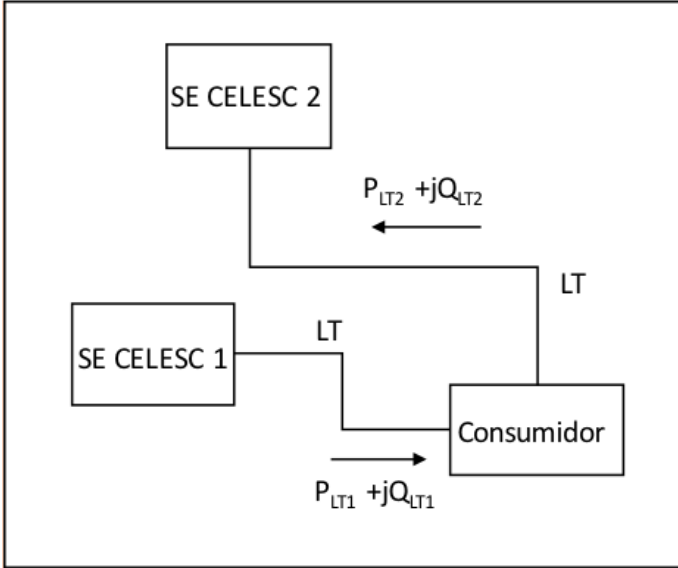
É importante deixar claro que essas equações não precisariam corresponder fielmente a uma estrutura física, mas sim a um aglomerado de cargas que a CELESC teria interesse em obter informações, assim como um barramento para o ONS. Isso pode ser percebido pela forma com que as usinas são representadas em ( 9 ) e ( 10 ), sendo que, mesmo possuindo subestações próprias em muitos casos, as usinas são simplificadas como componentes de uma subestação.

Pela forma como a distribuidora analisa e simula o sistema, cada subestação modelada corresponderia a uma subestação física da CELESC na maioria dos casos. Porém, há mais liberdade em interpretar uma “subestação” como um aglomerado de cargas menores no qual a CELESC tem algum interesse. Assim, esse conceito abstrato de subestação pode representar apenas uma parte de uma subestação física, levando em consideração o nível de tensão de alimentação, ou representar uma subestação com geração apenas, aglomerando pequenas usinas.

### **3.2.3 Subestação de Grandes Consumidores**

Não é comum que grandes consumidores estejam associados a usinas ou subestações da CELESC. As suas cargas são normalmente representadas de forma exclusiva, ou seja, em ( 9 ) e ( 10 ) apenas os termos dos seus medidores seriam diferentes de zero. Porém, em alguns casos, não é possível obter dados diretamente dos medidores dos clientes. Nesses casos, a carga dos consumidores pode ser estimada pela soma das medições de linhas de uma ou mais subestações que alimentam o consumidor. No exemplo da **Figura 5**, deve-se somar as potências das duas linhas para estimar consumo do cliente entre elas. Contudo, deve-se evitar ao máximo essa prática, principalmente nos casos com mais de uma linha de transmissão, pois as medições de linhas são menos precisas do que as obtidas diretamente pelos medidores de faturamento.

**Figura 5: Exemplo do fluxo de potência utilizado para estimar demanda de um grande consumidor por carga de linhas de transmissão.**



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

### 3.2.4 Carga de Geração

Após definir a carga descompensada demandada por uma subestação, também é possível definir a carga de geração dessa subestação. Inicialmente, para uma subestação física, pode-se pensar na carga de geração como a potência fornecida pelos geradores diretamente aos alimentadores.

Porém, assumindo que uma subestação é apenas a soma de cargas de interesse, pode-se definir a carga de geração como a soma de uma lista de geradores de interesse. Dessa forma, é possível definir subestações apenas com usinas e sem carga de consumo, assim como o ONS define barramentos de geração. Portanto, para  $m$  geradores de interesse listados para uma subestação, a carga de geração dessa subestação (com índice “ $s, g$ ”) pode ser definida por:

$$P_{s,g} = \sum_{i=1}^m P_g^i \quad (11)$$

$$Q_{s,g} = \sum_{i=1}^m Q_g^i \quad (12)$$

É importante deixar claro que a carga de geração e de consumo são dados diferentes para o modelo da subestação. Apesar de ser comum utilizar as medições das usinas para calcular a carga descompensada da subestação, é preciso mostrar de forma discriminada qual é a potência consumida e qual é a produzida. Como resultado, a carga de uma subestação em um período seria definida, de forma genérica, pela carga de demanda, ativa e reativa, e pela carga de geração, ativa e reativa.

### 3.3 BARRAMENTOS

Todos os barramentos são definidos pelo ONS em conjunto com o agente de distribuição. Tanto a CELESC quanto o ONS podem sugerir novos barramentos e mudanças em barramentos existentes. Por isso, o número de barramentos não é estático e as subestações compreendidas por um barramento podem mudar.

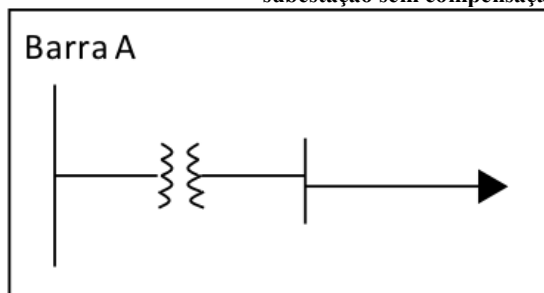
Essas barras representam simplificações na modelagem do sistema elétrico e podem compreender uma ou mais subestações físicas, usinas e/ou grandes clientes. Além disso, não necessariamente um barramento compreende toda a carga de uma subestação física. Existem casos em que há dois níveis de tensão de alimentação na subestação e é desejado separar a carga em dois barramentos, um para cada nível. Assim, é mais simples definir um barramento como o somatório do modelo de subestações introduzido na seção anterior, no qual a carga de uma subestação é igual o somatório das cargas de equipamentos de uma ou mais subestações físicas, usinas e/ou grandes consumidores.

Então, essa seção descreve a modelagem das barras de acordo com as recomendações do ONS para os diferentes tipos de modelos de subestação.

#### 3.3.1 Subestações sem Geração

Esse é o caso em que há apenas cargas de subestações sem geradores. Nesse caso, basta somar as demandas de cada subestação do barramento, sendo o caso mais simples com apenas uma subestação, mostrado na **Figura 6**. Assim, essa barra é descrita, também, por (9) e (10), apesar da contribuição dos geradores e bancos de capacitores ser nula.

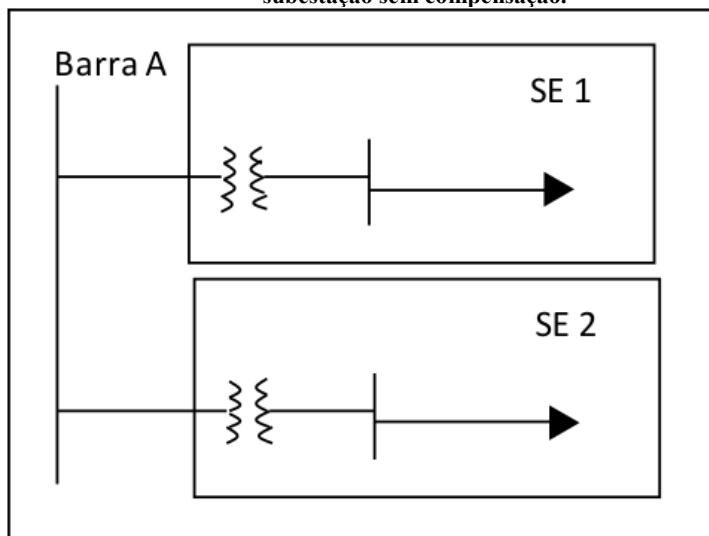
**Figura 6: Diagrama unifilar para o caso de barramento com apenas uma subestação sem compensação.**



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

No caso de existirem duas ou mais subestações em uma mesma barra (**Figura 7**), a carga pode ser modelada pela soma das cargas de cada subestação.

**Figura 7: Diagrama unifilar para o caso de barramento com mais de uma subestação sem compensação.**



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Assim, pode-se descrever a carga de consumo de um barramento com  $n$  subestações por:



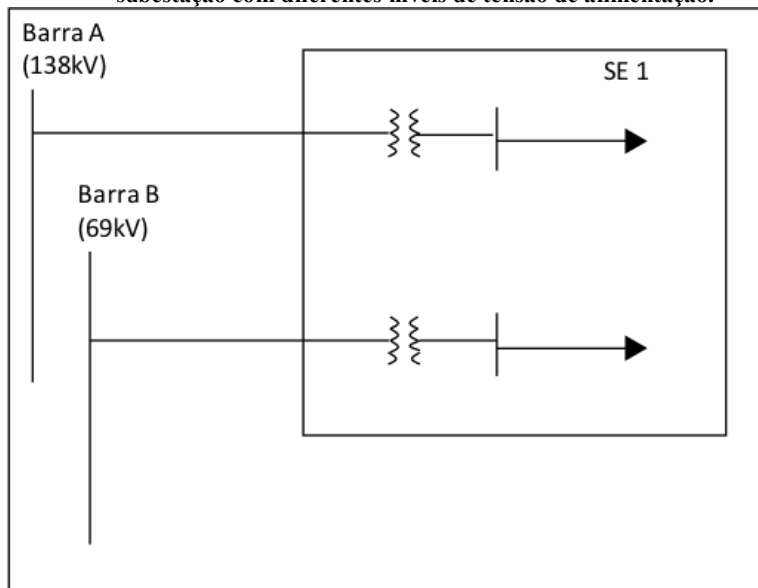
$$P_{B,D} = \sum_{i=1}^n P_{s,d}^i \quad (13)$$

$$Q_{B,D} = \sum_{i=1}^n Q_{s,d}^i \quad (14)$$

É importante ressaltar que, para o ONS, deve ser utilizada a carga descompensada das subestações. Por essa razão, ( 13 ) e ( 14 ) também são utilizadas no caso que houver compensação reativa em qualquer uma das subestações. Outra opção seria utilizar a carga compensada, mas, nesse caso, deve ser informada a quantidade de compensação reativa abatida não representada na rede de simulação (ONS, 2015).

Para o caso em que uma mesma subestação física tem dois níveis de tensão de alimentação, deve-se modelar a carga de cada nível de tensão como uma subestação diferente, utilizando uma lista diferente de equipamentos que compõe a carga de cada nível. Apesar da subestação ser fisicamente uma só, é mais simples manter os dados de carga separados em duas subestações fictícias e somá-los se necessário.

**Figura 8: Diagrama unifilar para o caso de mais de um barramento para uma subestação com diferentes níveis de tensão de alimentação.**



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

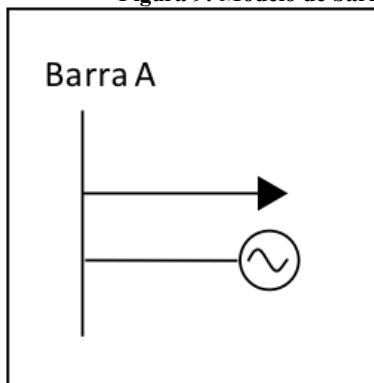
É preciso deixar claro que o modelo introduzido por ( 13 ) e ( 14 ) também é válido para as barras exclusivas para grandes clientes. A partir do momento que as cargas foram encapsuladas no modelo de subestação, contendo ou não grandes consumidores, se torna válido agregar essa subestação em um barramento. Isso é válido para barramentos sem geração e também é válido barramentos com geração, descritos na próxima seção.

### 3.3.2 Subestações com Geração

Para as usinas, é aplicada a mesma lógica utilizada para as subestações. No caso de um gerador apenas, a carga total de geração é igual a carga dessa usina e, no caso de mais usinas, a carga total é a soma de todas as cargas de geração. Nos casos em que há consumo e geração na mesma barra, as cargas de geração devem apenas ser agregadas entre si e não com cargas de demanda. De forma que qualquer conjunto de subestações e usinas em um barramento seja reduzido ao modelo mostrado na **Figura 9**. Esse é um caso mais geral do que o

mostrado na seção anterior, pois, se não houver carga de geração ou consumo, basta não representar essas cargas.

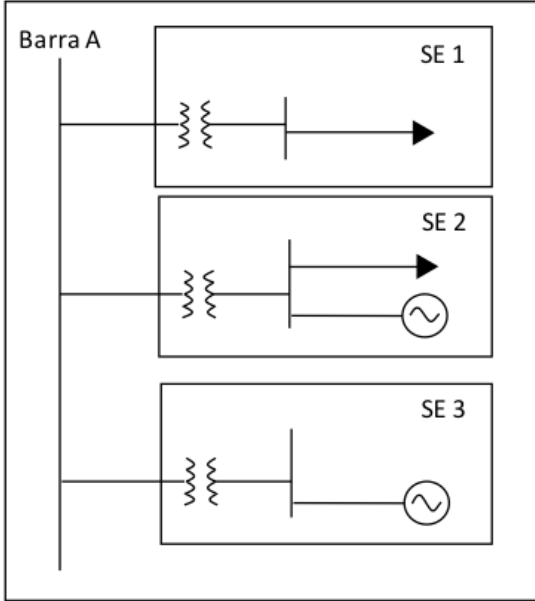
**Figura 9: Modelo de barramento com consumo e geração.**



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Por exemplo, na **Figura 10**, existem diferentes tipos de subestações conectadas na mesma barra. Há uma subestação apenas com carga de demanda, uma apenas com carga de geração e uma com ambas.

**Figura 10: Diagrama unifilar de um barramento contendo geração e consumo.**



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Para que essas três subestações sejam modeladas de acordo com a **Figura 9**, basta somar as cargas de geração e demanda de todas as subestações. Para a carga de demanda, as equações ( 13 ) e ( 14 ) já foram definidas. Analogamente, para  $m$  geradores ligados ao barramento, pode-se definir a carga de geração por:

$$P_{B,G} = \sum_{i=1}^m P_{s,g}^i \quad ( 15 )$$

$$Q_{B,G} = \sum_{i=1}^m Q_{s,g}^i \quad ( 16 )$$

Lembrando que pode haver subestações exclusivas de geração representadas no barramento. Assim, não necessariamente o somatório da carga de geração será o mesmo do utilizado para obter a carga descompensada demandada nas subestações.

Não necessariamente devem ser representadas dessa forma todas as usinas ligadas ao sistema de distribuição da CELESC. Devem ser informados os dados das “usinas conectadas ou representadas no próprio barramento, bem como, àquelas ligadas ao sistema derivado desse barramento” (ONS, 2015, p. 17) e que não são despachadas pelo ONS. Se enquadram nesse caso a grande maioria das usinas conectadas ao sistema de distribuição da CELESC, incluindo até pequenos autoprodutores. Porém, usinas eólicas e muitas das grandes usinas do estado, como Jorge Lacerda, não se encaixam nesse perfil. Por isso, deve-se manter as usinas despachadas pelo ONS fora dos modelos de barramento, para que não haja conflito com as instruções do operador para o envio de dados.

### **3.3.3 Realocação de Potência Ativa**

Apesar dos modelos dessa seção funcionarem bem para a maioria dos casos, é possível que as cargas ativas de demanda ou geração dos barramentos sejam negativas. Isso pode ocorrer por diversas razões, sendo algumas delas:

- Barramento exclusivo para usinas e sem geração no período;
- Consumidor ou cooperativa de eletrificação com excedente de produção de energia;
- Manobras temporárias no sistema de distribuição;
- Erros de medição.

Nesse caso, se a barra tiver sido definida como uma barra de consumo e geração, a quantidade de consumo negativa será realocada como geração e vice-versa. Isso é necessário pelo padrão de preenchimento definido pelo ONS, no qual apenas a potência reativa pode ser negativa.

Nos casos em que a barra foi definida apenas para demanda ou geração, o valor negativo normalmente pode ser ignorado. Por exemplo, o consumo de uma usina costuma ser desprezível nos períodos em que ela não produz energia. Porém, se os valores forem expressivos, é preciso investigar as causas disso e, se necessário, propor ao operador a expansão do barramento para um barramento de consumo e geração.



## 4 GESTÃO AUTOMATIZADA DOS DADOS

Essa seção tem como objetivo mostrar alguns passos de como a solução foi implementada, seguindo a exigências e modelos mostrados anteriormente. Primeiramente, é descrito o planejamento da execução, buscando mostrar a essência de como a rotina computacional foi pensada para resolver o problema. Também, é justificado o uso das ferramentas e das etapas utilizadas para implementar as rotinas utilizadas para automatizar o processo.

Além disso, o desenvolvimento e o resultado final também são discutidos. Quanto ao desenvolvimento, é citado que houveram mudanças e adições no projeto, mas essa questão não deve ser aprofundada por não ser fundamental para o funcionamento das rotinas computacionais desenvolvidas. Quanto aos resultados, é mostrada uma perspectiva mais concreta e visual da solução. Como o código é extenso, ele não será mostrado nesse trabalho. Contudo, deve estar claro que todas as diretrizes e modelos discutidos até esse ponto estão encapsuladas na rotina, sendo o objetivo dessa seção mostrar como algumas dessas características foram aplicadas na prática.

### 4.1 PLANEJAMENTO DA EXECUÇÃO

A literatura sobre gestão e tratamento de dados é extensa, mas, quando aplicado à gestão de dados de carga de distribuidoras, é inexistente. Por isso, no planejamento da execução do projeto, foram levadas em consideração apenas aspectos como: diretrizes do ONS; especificações e necessidades dos usuários; modelagem proposta; e ferramentas e dados disponíveis. Por ser um projeto prático e voltado exclusivamente para resolver um problema latente na empresa, não houve prejuízo em adotar uma tática mais direta e menos acadêmica na elaboração da solução.

Uma das necessidades mais importantes foi a criação de históricos individualizados por barramento e por subestação. Apesar dos modelos de barramentos serem convenientes para as simulações do ONS, a CELESC utiliza dados individualizados por subestação para seus estudos internos de expansão. Dessa forma, o processo automatizado deve retornar dois conjuntos de dados, um deles individualizado por barramento e o outro, por subestação. Pela modelagem proposta para os barramentos, basta somar a carga das subestações compreendidas por ele, sendo que uma subestação nunca deve compreender cargas de duas barras simultaneamente. Por essa

razão, os dados por subestação podem ser obtidos como subproduto do processo em que as cargas são agregadas em barramentos, já que elas poderiam ser agregadas em subestações em uma etapa intermediária.

É importante ressaltar que, independentemente de ser individualizada por subestação ou barramento, cada dado de carga, previsto ou verificado, deve atender às diretrizes do ONS. Por essa razão, todos os dados devem ser horários com unidade de potência média. Além disso, devem ser extraídos os pontos coincidentes e não coincidentes definidos pelo ONS (Tabela 1), segundo os patamares de carga e dias da semana. Porém, é importante que a solução esteja aberta a novos pontos de interesse, mesmo que não sejam exigidos pelo ONS. Por exemplo, para uma maior compreensão do sistema de distribuição da CELESC, foram propostos mais dois pontos não coincidentes mostrados no **Tabela 2**

**Tabela 2: Descrição dos pontos coincidentes e não coincidentes com a carga global segundo as diretrizes da consolidação da previsão de carga.**

<b>Ponto</b>	<b>Descrição</b>
<b>MIN NC</b>	<b>Carga mínima mensal não coincidente em MVA:</b> não pressupõe a coincidência com a carga da empresa. São discretizadas em componentes de carga ativa (MW) e reativa (Mvar) associada.
<b>MED</b>	<b>Carga média mensal:</b> carga média ativa (MW) e reativa (Mvar)

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Além de respeitar as diretrizes quanto aos pontos de interesse, a modelagem proposta na seção 3 deve ser utilizada. Como cada subestação é representada pela soma de equipamentos de subestação, usinas e/ou consumidores livres, esses elementos devem estar listados de forma clara e padronizada para que seja possível automatizar o somatório dos dados. De forma análoga, deve-se listar claramente as subestações compreendidas por uma barra para agregar os dados de carga de forma automática.

A forma escolhida para automatizar esse processo foi a programação de rotinas computacionais em VBA. Apesar de não ser uma linguagem computacionalmente eficiente, ela tem a vantagem de ser integrada naturalmente com planilhas e ser conhecida pelos usuários, o que facilita a manutenção do código. Já para o armazenamento dos dados foi escolhido utilizar planilhas compatíveis com o Microsoft Excel. Essa opção pode ser questionável pela ineficiência da ferramenta



quando se trata de uma quantidade massiva de dados. Porém, a maior parte dos dados já é obtida em planilhas e os dados de saída também devem ser disponibilizados em planilhas, já que o ONS exige o envio dos dados em uma planilha padrão (Figura 11). Além disso, as planilhas possibilitam a fácil visualização dos dados e são familiares para os usuários da rotina de automatização.

**Figura 11: Planilha padrão para o preenchimento dos dados verificados e previstos de carga por barramento, tendo uma linha para cada barra e uma coluna para cada ponto de carga em cada mês do ano.**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	
1	CELESC		TOT	WED	LEV	WIND	SABE	ANB1	COB	COB2	EPIC	SAVIA	COB3															TOT	WED	LEV	WIND
2			10	10	1000	1000	1000000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
3																															
4																															
5																															
6																															
7																															
8																															
9																															
10																															
11																															
12																															
13																															
14																															
15																															
16																															
17																															
18																															
19																															
20																															
21																															
22																															
23																															
24																															
25																															
26																															
27																															
28																															
29																															
30																															
31																															
32																															
33																															
34																															
35																															
36																															
37																															
38																															

Fonte: ONS (2018).

O fluxo e a estrutura das rotinas implementadas em VBA também foram planejadas. O processo deve produzir duas planilhas: uma para os dados verificados por subestação e a outra, por barramento. Para isso, as rotinas admitem como entrada várias planilhas contendo os dados brutos de equipamentos de subestações da CELESC, medidores de usinas e consumidores livres. Além disso, duas planilhas auxiliares foram propostas: uma listando os dias e horários dos pontos coincidentes e outra listando as subestações e seus equipamentos, geradores e consumidores conectados. A lista de subestações também aponta em qual barra cada subestação é representada. Por isso essa lista é um dos elementos mais críticos do processo e acabou sendo utilizada em todas as suas etapas.

Para processar os dados brutos e produzir as saídas esperadas, foram planejadas três etapas, nessa ordem: pré-processamento, cálculo por subestação e cálculo por barramento. A etapa de pré-processamento

é necessária para garantir a padronização dos dados, executando tarefas, como:

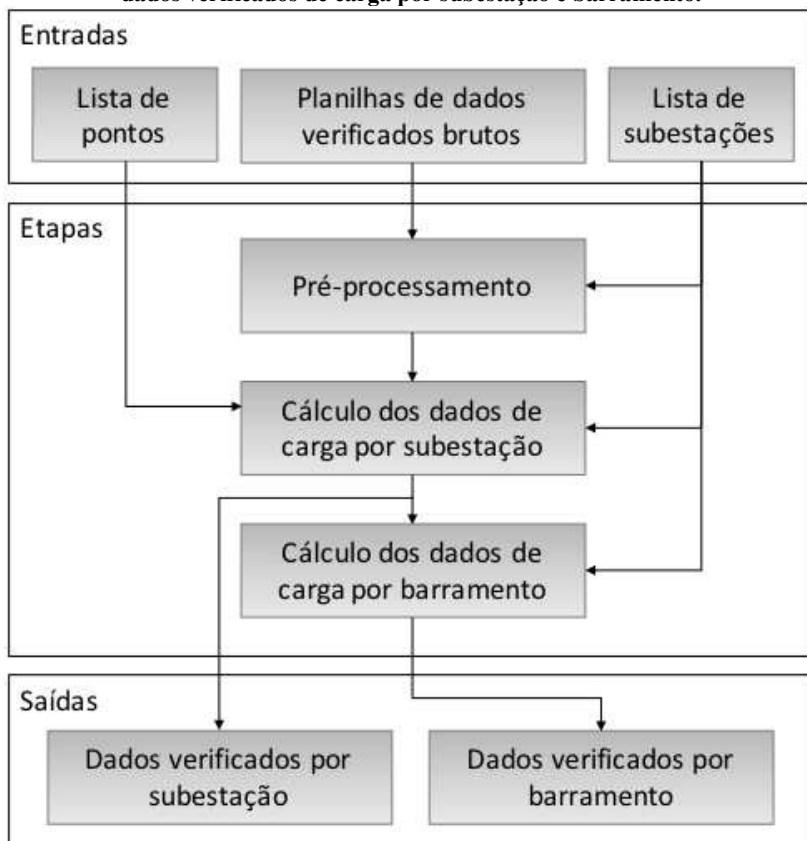
- Separação dos arquivos contendo medições de um período de mais de um mês. Como é esperado que a rotina seja executada todo mês, os dados brutos também devem estar separados em arquivos mensais;
- Organização dos arquivos mensais em subdiretórios de região e subestação da CELESC;
- Subtração dos canais de medidores de quatro quadrantes, padronizando todos os dados para conter apenas uma medição de potência ativa e uma de potência reativa para cada hora e cada medidor;
- Corrigir erros por medidores instalados com canais invertidos.

Após a etapa de pré-processamento, há a etapa de cálculo dos dados verificados de carga por subestação. Nessa etapa são utilizados os modelos para subestação propostos nas seções 3.1 e 3.2 apenas para os pontos coincidentes e não coincidentes de interesse. A lista de subestações é fundamental nessa etapa, pois se a listagem dos equipamentos não estiver correta, o resultado não será válido.

Finalmente, deve-se agregar as subestações em barras. Essa etapa também é extremamente dependente da lista de subestações, já que é nela que o barramento é relacionado com as subestações que ele engloba. Todos os dados de carga devem ser extraídos do resultado da etapa anterior para melhorar a eficiência das rotinas computacionais.

A relação das etapas e o fluxo do processo de automatização pode ser vista na **Figura 12**. É interessante notar que, em cada etapa, há algum resultado intermediário e, por essa razão, cada uma pode ser implementada como uma rotina computacional independente, aumentando a liberdade para manutenção e melhorias de cada etapa. Isso também reduz o tempo de execução no caso de ser preciso recalcular os resultados em etapas finais do processo. Por isso, para cada uma das três etapas, foi construída pelo menos uma rotina computacional em VBA.

**Figura 12: Fluxo proposto para o processo de organização e tratamento dos dados verificados de carga por subestação e barramento.**



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

## 4.2 DESENVOLVIMENTO E RESULTADOS

Apesar de mostrar uma visão geral de como as rotinas funcionam na prática, essa seção não é um manual e não apresentará todos os detalhes e funcionalidades do projeto. Buscou-se que o desenvolvimento ocorresse conforme o planejado, mas, como em qualquer projeto, houveram imprevistos e mudanças. Não são descritos todos desafios e mudança no projeto, mas é citado que algumas funcionalidades foram adicionadas e mudanças foram feitas durante o desenvolvimento. Porém, essas alterações são secundárias, sendo os conceitos principais para o funcionamento das rotinas já foi discutido em seções anteriores.

Um exemplo de alteração foi a divisão da etapa de pré-processamento em duas rotinas computacionais: uma para arquivos de equipamentos de subestações e outra para usinas e consumidores. Como esses dois tipos de arquivos são extraídos de repositórios diferentes e com padrões diferentes, esse caminho pareceu natural. Por exemplo, enquanto pode haver apenas um arquivo para todos os medidores de usinas em um período, há mais de 150 arquivos, um para cada subestação, contendo os dados de seus equipamentos. Para os arquivos de subestações faz sentido que cada arquivo seja posicionado automaticamente em subdiretórios para organizar rapidamente o histórico de dados brutos. Porém, para os arquivos de usinas, esse processo de organização automática não é necessário, visto que, em geral, existem poucos arquivos por período. Por essas e outras razões, se justifica uma rotina de pré-processamento para cada padrão de dados utilizado.

Outro exemplo foi a opção de busca por novos equipamentos em arquivos de subestação. Como nem sempre a adição de um equipamento em uma subestação é informada para os engenheiros que fazem as previsões de carga, seria interessante obter um relatório dos novos equipamentos e, se necessários, utilizar esses novos equipamentos no somatório de cargas. Analogamente, se um equipamento fosse retirado da subestação, seria interessante retirá-lo também da lista de equipamentos que formam a carga dessa subestação. Isso pode ser descoberto facilmente detectando e tratando erros durante a busca desses equipamentos nas planilhas de dados brutos. No caso da busca por novos equipamentos, essa funcionalidade é opcional e é executada apenas na etapa de cálculo dos dados por subestação, para diminuir o tempo de execução das rotinas.

Além disso, há muitos outros erros ou sinais de alerta durante a execução que devem ser tratados e mostrados ao usuário para validar os resultados. Por isso, todo possível erro ou alerta deve ser listado em arquivos de texto, um para erros e outro para avisos, criados durante a execução de cada rotina. Como a rotina poderia ser executada para um período de mais de um mês, esse relatório em texto é organizado conforme o mês em que esse erro ou alerta ocorreu.

Também, foi importante implementar uma interface nas planilhas em que as rotinas são executadas. Para que não fosse necessário que o usuário acessasse o código para alterar variáveis em cada rotina, foram inseridos botões e campos para inserção dos caminhos para arquivos, datas e outros parâmetros. Também, foram adicionados botões em cada rotina para efetivamente executar o código utilizando as entradas

fornecidas pelo usuário. Um exemplo da interface desenvolvida pode ser visto na **Figura 13**, onde há um campo para inserir os anos que se deseja calcular as cargas por barramento e campos para inserir os caminhos para os arquivos de entrada. Essa interface é referente à etapa de cálculo dos dados verificados por barramento, nessa etapa são utilizadas três planilhas: a lista de subestações, relacionando a barra a qual cada uma pertence; os dados verificados por subestação; e o modelo para preenchimento dos dados verificados por barramento (**Figura 11**).

**Figura 13: Interface para a rotina de cálculo dos dados verificados por barramento.**

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Cada rotina pode utilizar diferentes arquivos e informações de entrada, mas a mais utilizada é, com certeza, a lista de subestações. Nessa lista estão consolidadas todas as informações necessárias para calcular as cargas das subestações e barramentos conforme a seção 3. Essa planilha tem 8 colunas com informações sobre cada subestação do sistema, conforme mostra a **Figura 14**. Lembrando que essas subestações representam o modelo abstrato de somatório de cargas, apesar de normalmente corresponderem a subestações físicas da CELESC. As colunas dessa planilha representam:

- Coluna 1: nome da subestação. Deve ser único e é definido arbitrariamente pelo usuário, ou seja, não precisa ter relação ou seguir o padrão de adotado pela CELESC;
- Coluna 2: região geo-elétrica da subestação conforme as siglas utilizadas internamente na divisão. Essa

informação é utilizada para organizar os dados de saída por subestação em diferentes planilhas no mesmo arquivo;

- Coluna 3: sigla da subestação segundo os padrões da CELESC. Com apenas três letras, essa informação é necessária para, junto da região, compor um caminho padrão para acessar os arquivos de dados. É importante notar que há subestações sem essa sigla, sendo normalmente apenas de geração ou de grandes consumidores livres, que não terão seus dados de carga extraídos de arquivos de medição de subestações da CELESC;
- Coluna 4: códigos dos equipamentos ou medidores que contribuem com a carga ativa e reativa, como transformadores e alimentadores;
- Coluna 5: códigos dos equipamentos ou medidores que contribuem apenas com a carga reativa, como bancos de capacitores;
- Coluna 6: número dos medidores das cargas de geração;
- Coluna 7: a subestação é relacionada ao número do barramento a qual ela pertence. Cada barramento tem um número diferente definido pelo ONS;
- Coluna 8: define de qual repositório os dados de carga de consumo devem ser retirados, sendo utilizado apenas em alguns poucos casos de grandes consumidores;

**Figura 14: Primeiras linhas da planilha com a lista de subestações e seus equipamentos.**

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Nome	Região	Sigla da Subestação	Equipamentos Ativos	Equipamentos Restivos	Geradores	Número ONS	Formato de Arquivo de Carga
2	CQS	FLO	CQS	BT TT-1 ; BT TT-2 ; BT TT-3	BC-1;BC-2;BC-3;BC-4;BC-5;BC-6		2735	UDW
3	RCO	FLO	RCO	BT TT-4 ; BT TT-5 ; BT TT-6 ; TM8	BC-3;BC-4;BC-5		2845	UDW
4	AUG	FLO	AUG	BT TT-3			2884	UDW
5	AUGG	FLO				SCUGA-USINA01	2884	UDW
6	TJS	FLO	TJS	BT TT-2 ; BT TT-3 ; AL-TJS_07	BC-2;BC-3;BC-5;BC-6		2870	UDW
7	TJSG	FLO				SCOTIAUAGEL01	2870	UDW
8	TDE	FLO	TDE	BT TT-1 ; BT TT-2 ; BT TT-3	BC-1;BC-2;BC-3;BC-4;BC-5	SCMWS-UMWS-	2872	UDW
9	INE	FLO	INE	BT TT-1 ; BT TT-2 ; BT TT-3	BC-1;BC-2;BC-3;BC-4;BC-XV		2770	UDW
10	BQB	FLO	BQB	BT TT-1 ; BT TT-2	BC-1 ; BC-2 ; BC-3 ; BC-4		2709	UDW
11	PBO	FLO	PBO	BT TT-1 ; BT TT-2;TM4	BC-1;BC-2;BC-3;BC-4		2837	UDW
12	ICO	FLO	ICO	BT TT-1 ; BT TT-2	BC-1;BC-2		2769	UDW
13	PLA	FLO	PLA	BT TT-1 ; BT TT-2 ; BT TT-3	BC-1;BC-2;BC-3;BC-4		2826	UDW
14	ISL	FLO	ISL	BT TT-1 ; BT TT-2	BC-1;BC-2		2768	UDW
15	PPA	FLO	PPA	BT TT-1	BC-3		2831	UDW
16	FAA	FLO	FAA	BT TT-1 ; BT TT-2	BC-1;BC-2		2812	UDW
17	SJS	FLO	SJS	BT TT-5	BC-1;BC-2		9870	UDW
18	FIS	FLO	FIS	BT TT-1	BC-1		2767	UDW
19	JVU	NORTE	JVU	BT TT-1;BT TT-2	BC-1;BC-2		2786	UDW
20	JVT	NORTE	JVT	BT TT-1 ; BT TT-2 ; BT TT-3	BC-1;BC-2;BC-3;BC-4		2788	UDW
21	JVQ	NORTE	JVQ	BT TT-1 ; BT TT-2 ; BT TT-3	BC-1;BC-2;BC-3		2794	UDW
22	JVC	NORTE	JVC	BT TT-1 ; BT TT-2 ; BT TT-3	BC-1;BC-2;BC-3		2786	UDW
23	JSL	NORTE	JSL	BT TT-2 ; BT TT-3	BC-1;BC-2;BC-3;BC-4;BC-5		2783	UDW
24	RNO	NORTE	RNO	BT TT-1	BC-1		2844	UDW

Fonte: Elaborada pelo autor (2018)

Com a lista de subestações e os dados brutos é possível executar a rotina e, em alguns minutos, obter os dados verificados para um mês. A **Figura 15** mostra um exemplo de resultado para apenas uma subestação, Joinville I (JVU), e para um período de 6 meses, de janeiro de 2015 até junho de 2015. Esse padrão de linhas e colunas foi adotado por ter sido considerado o mais adequado às necessidades dos usuários da CELESC.

**Figura 15: Exemplo de saída da rotina de dados verificados por subestação para apenas uma subestação e para um período de 6 meses.**

	A	B	C	AN	AO	AP	AQ	AR	AS
1				jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15
2	JVU	PU	MW	17,806	16,472	15,222	15,115	14,68	15,518
3		PU	MVAR	1,339	1,569	1,173	1,04	0,414	0,088
4		MU	MW	15,938	18,244	15,922	14,823	13,635	13,924
5		MU	MVAR	2,015	2,624	1,92	1,457	0,649	1,014
6		LU	MW	11,138	10,437	9,408	8,944	8,821	8,402
7		LU	MVAR	0,192	-0,07	-0,423	-0,579	-0,629	-0,872
8		MIN	MW	4,698	8,107	7,137	7,651	6,497	4,917
9		MIN	MVAR	-1,039	-1,186	0,923	-1,133	0,21	-0,118
10		PS	MW	12,057	11,697	12,535	11,607	11,515	12,057
11		PS	MVAR	-0,291	-0,339	-0,134	-0,755	-0,803	1,065
12		MS	MW	11,849	12,073	12,765	11,112	11,014	9,788
13		MS	MVAR	0,061	0,253	0,689	-0,108	-0,203	-1,231
14		PD	MW	15,452	14,808	12,415	12,501	12,157	12,161
15		PD	MVAR	2,188	0,437	-0,294	-0,26	3,792	1,421
16		MD	MW	11,678	10,566	10,546	6,921	9,733	7,274
17		MD	MVAR	1,646	-0,536	-0,571	-0,39	3,226	-0,223
18		MAX NC	MW	20,183	18,781	17,178	15,115	15,18	15,925
19		MAX NC	MVAR	4,573	1,535	1,222	1,04	0,722	-0,044
20		MIN NC	MW	0	6,008	5,251	4,567	4,011	3,758
21		MIN NC	MVAR	0	0,402	-0,003	-0,241	-2,712	-0,71
22		MED	MW	12,41994	12,99142	11,97177	10,89591	10,66434	10,42638
23		MED	MVAR	1,188	0,858475	0,516234	0,248738	-0,01723	-0,1004
24		23H	MW		18,307				
25		23H	MVAR		1,491				
26									

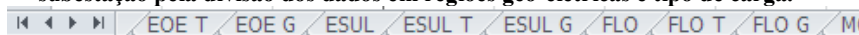
Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Apesar da figura estar limitada a uma subestação e a um período de 6 meses, todos os meses e subestações são inseridas no mesmo arquivo, levando em consideração o mesmo padrão. Porém, o arquivo de saída é dividido em várias planilhas, uma para cada região e tipo de carga (**Figura 16**). Dessa forma, é reservado um espaço para inserir os dados de carga de cada subestação, um abaixo do outro, mas separados por região geo-elétrica, para que a planilha não seja demasiadamente



longa. É interessante notar que, para cada região, podem ser utilizadas 3 planilhas. Por exemplo, para a região Extremo Sul (ESUL), existem: ESUL, ESUL T e ESUL G. As planilhas com o nome da região apenas, como “ESUL”, contém as cargas demandadas das subestações. Já as planilhas contendo “G” ao final do nome, apresentam dados da carga de geração dessas subestações. As planilhas que apresentam um “T” no final do nome não contém dados de carga, mas o período em que houveram as cargas máximas e mínimas não coincidentes. Essas planilhas de período têm caráter informativo para os usuários da CELESC e seus dados não são utilizados pelo ONS para o planejamento da operação e expansão.

**Figura 16: Organização do arquivo de dados verificados em planilhas por subestação pela divisão dos dados em regiões geo-elétricas e tipo de carga.**



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Após o cálculo dos dados por subestação, é possível agregar esses dados em barramentos. Com o modelo de preenchimento definido pelo ONS (**Figura 11**), outra rotina soma as cargas dos pontos de interesse, já extraídos por subestações, e os insere nos locais corretos conforme o padrão da planilha. Por isso, essa etapa é muito mais rápida do que a etapa anterior. Aqui o arquivo de saída também é dividido em mais de uma planilha, uma para cada ano, pois a planilha modelo aceita apenas dados de janeiro até dezembro de um mesmo ano.



## 5 PREVISÃO DE CARGA POR BARRAMENTO

Essa seção busca mostrar os detalhes envolvidos nas previsões de carga por barramento feitas pela CELESC. São descritas etapas importantes como a construção da curva crítica mensal e os métodos clássicos de previsão para séries temporais. Além disso, são citados os consumidores horo-sazonais e os modelos de previsão agregado e individual.

Após descrever esses conceitos, é discutido como eles são utilizados para as previsões de carga por barramento na CELESC. Também, alguns casos de dados de carga previstos para 2017, no PAR, são mostrados, sendo que, para o PAR, essas previsões são mais conservadoras. Como essas previsões foram feitas antes do histórico de dados verificados estar disponível, é possível ver que, em alguns casos, o histórico teria resultado em melhores estimativas para a carga futura. Assim, é demonstrada a importância desse histórico para futuras previsões.

### 5.1 CONSTRUÇÃO DAS CURVAS DE CARGA CRÍTICA

Seria possível utilizar todos os dados de carga disponíveis nos métodos de previsão, mas seria necessário um poder computacional muito maior e, talvez, as características desejadas não fossem capturadas pelos modelos de previsão. Por isso, são construídas curvas de carga crítica para cada mês, com um período de 24 horas. Essas curvas podem ser construídas de diferentes formas, mas sempre buscando ressaltar os pontos críticos de cada mês.

Nessa seção não é especificado se as curvas são referentes à carga global, barramentos agregados ou barramentos individualizados. As diretrizes de construção das curvas são genéricas e podem ser aplicadas para qualquer um desses 3 casos.

#### 5.1.1 Curva de Carga Crítica Ativa

Para esse tipo de curva, busca-se representar os menores e maiores valores de carga ativa no mês, dependendo do período do dia e do tipo do dia. Para construir essa curva, é preciso seguir os seguintes passos:

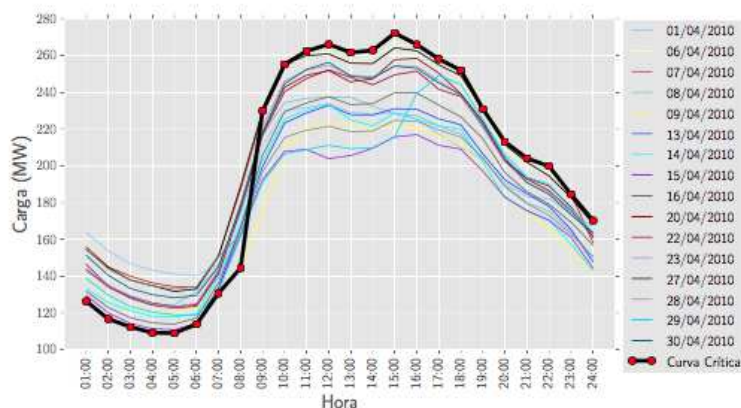
1. Separar as curvas diárias por tipo de dia. Por exemplo, podem ser escolhidos 3 tipos: dias da semana (segunda-feira a sexta-feira), sábado, e domingo e feriados. Assim,

haverá 3 curvas críticas para cada mês, uma para cada tipo de dia;

2. Obter os menores valores de carga para o patamar de carga leve. Nos exemplos esse período é da 1ª a 8ª hora;
3. Obter os maiores valores de carga para o restante do dia. Nos exemplos esse período é da 9ª a 24ª hora.

A **Figura 17** mostra graficamente como uma curva crítica seria construída. É fácil perceber que, para o período de carga leve, a curva crítica é a envoltória inferior e, para a carga média e pesada, a envoltória superior (BARRETO, 2017). Também, é preciso ressaltar que essa curva destaca os pontos coincidentes exigidos pelo ONS e, por isso, as previsões baseadas em curvas desse tipo também devem destacá-los.

**Figura 17: Exemplo de construção da curva crítica ativa.**



Fonte: Mateus Neves Barreto (2017).

### 5.1.2 Curva Crítica Ativa Coincidente com a Média

O perfil da curva crítica não necessariamente vai corresponder ao perfil da curva de carga média do mesmo mês. Assim, valores máximos e mínimos podem não ocorrer na mesma hora para essas duas curvas, como mostra o exemplo da **Figura 18**. É importante deixar claro que a curva média é obtida pela média dos valores de carga de cada hora, respeitando o tipo de dia.

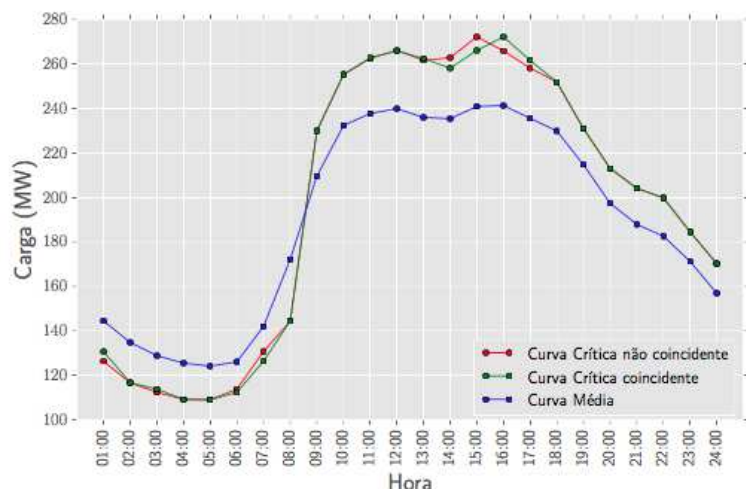
**Figura 18: Comparação da curva crítica e da curva de carga média.**



Fonte: Mateus Neves Barreto (2017).

Caso seja necessário ajustar o perfil da curva de carga crítica, é possível reordenar os valores dessa curva de acordo com a curva média. Dessa forma, o menor valor da curva crítica é deslocado para a hora com menor valor na curva média, o segundo menor valor da curva crítica é deslocado para a posição com segundo menor valor na curva média e assim por diante. O resultado disso é a curva crítica coincidente com a média e, para o exemplo, é mostrado na **Figura 19**.

**Figura 19: Exemplo de curva crítica, curva média e curva crítica coincidente.**



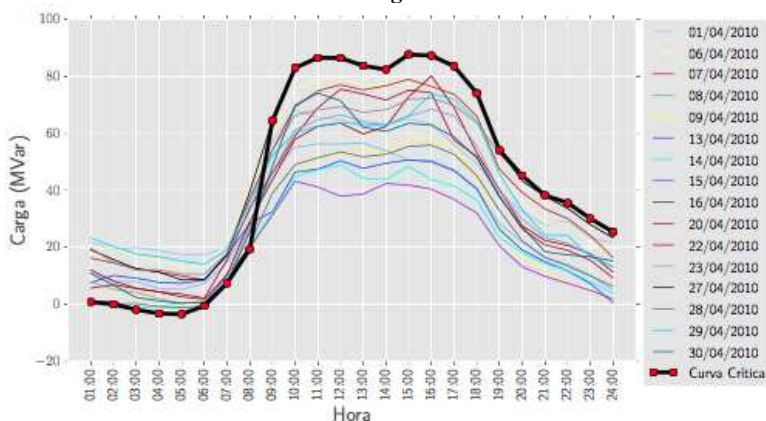
Fonte: Mateus Neves Barreto (2017).

### 5.1.3 Curva Crítica Reativa

Para uma melhor compreensão do sistema, é preciso também analisar as curvas de potência reativa. Existem, principalmente, duas alternativas para construir uma curva crítica para a carga reativa: obter os valores máximos e mínimos das curvas diárias, como foi feito para a curva crítica ativa; ou escolher os valores de carga dos mesmos dias e horários da curva crítica ativa, então sendo coincidente com a curva de carga ativa (BARRETO, 2017).

Um exemplo de curva de carga reativa não coincidente com a curva ativa pode ser visto na **Figura 20**. Assim como para a carga ativa, a curva deve ser obtida pela envoltória inferior nos períodos de carga leve e pela envoltória superior nos períodos de carga média e pesada. Para o exemplo, é possível ver que, apesar de não ser coincidente com a ativa, a curva de carga reativa apresenta um perfil muito similar.

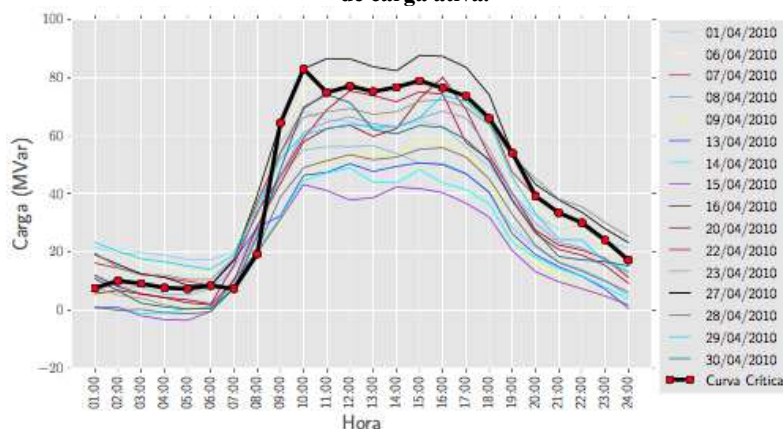
**Figura 20: Exemplo de curva crítica de carga reativa não coincidente à curva de carga ativa.**



Fonte: Mateus Neves Barreto (2017).

Contudo, para a curva reativa coincidente, o perfil não necessariamente será parecido. É possível ver na **Figura 21**, que, construindo a curva reativa de forma a ser coincidente com a ativa, valores de carga reativa diferentes dos seus valores máximos e mínimos podem ser escolhidos. Isso não é necessariamente um problema, visto que, apesar de não representar a maior carga reativa possível, está representando a carga reativa no instante de tempo da carga ativa crítica e, por consequência, as duas curvas podem representar a carga complexa naquele momento.

**Figura 21: Exemplo de curva crítica de carga reativa coincidente com a curva de carga ativa.**



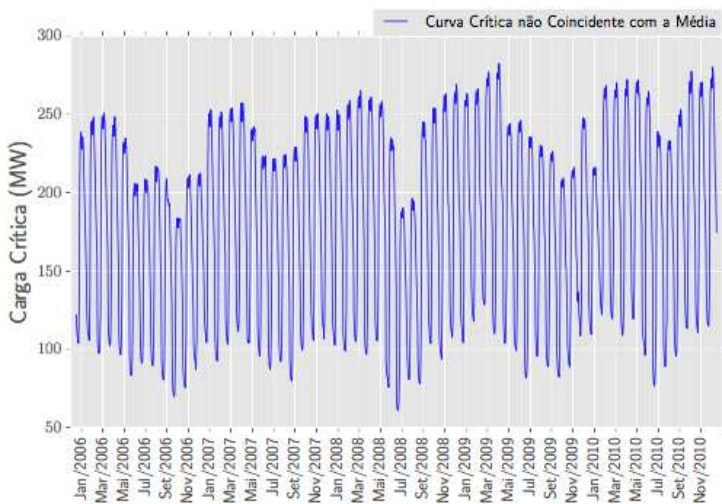
Fonte: Mateus Neves Barros (2017).

#### 5.1.4 Características das Curvas de Carga

Independente da forma como as curvas críticas de carga forem construídas, duas características são muito importantes para o processo de previsão: sazonalidade e tendência. Apesar de ter sido descrito apenas como construir curvas críticas para o período de um mês, as curvas mensais são unidas posteriormente em séries temporais, como no exemplo da **Figura 22**. É importante lembrar que devem ser respeitados os tipos de dia para a construção dessa série temporal, ou seja, haverá uma série para cada tipo.



**Figura 22: Exemplo de série temporal construída a partir de curvas críticas mensais.**



Fonte: Mateus Neves Barros (2017).

Nesse exemplo é possível ver claramente a sazonalidade da série temporal. É natural que o perfil de consumo mude no decorrer do ano, pois em diferentes estações há diferentes demandas por energia. Esse é um comportamento importantíssimo que deve ser capturado pelos métodos de previsão de carga.

Uma segunda característica é a tendência da série. Apesar dos valores oscilarem durante o ano, é comum que o consumo também mude em relação ao mesmo período do ano anterior. Em uma economia em crescimento, é normal que mais energia seja necessária a cada ano, apresentando uma tendência de crescimento na demanda. É muito importante que essa tendência também seja prevista para a carga futura, com o objetivo de antecipar a necessidade de expansão do sistema.

## 5.2 MÉTODOS DE PREVISÃO

Essa seção tem como objetivo introduzir alguns métodos possivelmente utilizados para previsão de carga futura. Essas técnicas são matemáticas e podem, ou não, ser válidas para a previsão de carga por barramento, dependendo das características dos dados.

Em geral, os métodos devem ser capazes de processar séries temporais e produzir valores para a carga futura. As técnicas podem não

ser específicas para séries temporais de curvas de carga, mas devem ser capazes de representar as características de tendência e/ou sazonalidade dos dados.

### 5.2.1 Modelos de Regressão

No modelo linear clássico, deve-se obter uma reta que melhor descreva o comportamento dos dados. Isso é feito a partir de observações  $x$  e  $y$ , as quais devem se relacionar linearmente. Então, é possível definir um modelo  $Y$  como:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x + \epsilon \quad (17)$$

Nesse modelo, a média é linear em relação a  $x$  e há um erro aleatório  $\epsilon$ , já que as observações de  $y$  não estão exatamente sobre uma reta (MONTGOMERY; RUNGER; HUBELE, 2009).

O objetivo é obter os coeficientes  $\beta_0$  e  $\beta_1$  que melhor ajustem a reta às observações. Assim, deve-se minimizar o erro  $\epsilon$  e, para isso, o método dos mínimos quadrados é utilizado. Não é preciso descrever profundamente o método, basta saber que serão obtidos os coeficientes que melhor generalizam a reta de acordo com as observações.

Além de retas, é possível modelar outras relações polinomiais, e até exponenciais, a partir do mesmo princípio. De fato, modelos de regressão lineares e não lineares podem ser muito úteis para determinar a tendência de crescimento da demanda. Contudo, é importante notar que esse modelo representa apenas a tendência e ignora relações sazonais.

### 5.2.2 Suavização exponencial de Holt-Winters

Holt-Winters é uma técnica de suavização exponencial que representa a tendência e sazonalidade. De acordo com Barreto (2017, p. 86), esse método “decompõe a série temporal em três componentes: sazonalidade, tendência e componentes aleatórios (por exemplo, ruído branco)”. No caso da sazonalidade, a sua influência pode ser modelada como aditiva ou multiplicativa. Nesse trabalho, é citado apenas o modelo multiplicativo, mas o conceito aplicado no modelo aditivo é basicamente o mesmo, mudando apenas a forma como o elemento de sazonalidade é estimado e aplicado nas equações.

Assim, para uma série temporal  $Z_t$ , com média  $\mu_t$ , fator de sazonalidade  $S_t$ , tendência  $T_t$  e elemento residual não previsível  $a_t$ , para cada intervalo  $t$  de um total de  $N$  elementos, o modelo multiplicativo é:

$$Z_t = \mu_t S_t + T_t + a_t, \quad t = 1, 2, \dots, N \quad (18)$$

Sendo que, para cada intervalo futuro  $h$  a partir de  $Z_t$  e considerando sazonalidade de  $p$  elementos, pode-se prever o valor futuro da série temporal por:

$$\begin{aligned} \hat{Z}_t(h) &= (\bar{Z}_t + h\hat{T}_t)\hat{S}_{t+h-p}, & h &= 1, 2, \dots, p \\ \hat{Z}_t(h) &= (\bar{Z}_t + h\hat{T}_t)\hat{S}_{t+h-2p}, & h &= p+1, \dots, 2p \\ &\vdots \end{aligned} \quad (19)$$

Onde os termos de (19) são calculados por três suavizações exponenciais distintas:

$$\hat{S}_t = D \left( \frac{Z_t}{\bar{Z}_t} \right) + (1-D)\hat{S}_{t-p}, \quad 0 < D < 1 \quad (20)$$

$$\bar{Z}_t = A \left( \frac{Z_t}{\hat{S}_{t-p}} \right) + (1-A)(\bar{Z}_{t-1} + \hat{T}_{t-1}), \quad 0 < A < 1 \quad (21)$$

$$\hat{T}_t = C(\bar{Z}_t + \bar{Z}_{t-1}) + (1-C)\hat{T}_{t-1}, \quad 0 < C < 1 \quad (22)$$

Sendo os valores iniciais dessas equações:

$$\hat{S}_j = \frac{Z_j}{\left(\frac{1}{p}\right) \sum_{k=1}^p Z_k}, \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (23)$$

$$\bar{Z}_p = \frac{1}{p} \sum_{k=1}^p Z_k \quad (24)$$

$$\hat{T}_p = 0 \quad (25)$$

Como resultado desse método, é possível prever novos valores para a série temporal levando em consideração sua tendência e sazonalidade através de suavizações exponenciais. Se não houver sazonalidade, pode-se, para o modelo multiplicativo, fazer  $S_t = 1$  para todo  $t$  e obter a suavização exponencial de Holt, que considera apenas a tendência. Se a tendência também não for interessante, com  $T_t = 0$  e  $S_t = 1$  é obtida a suavização exponencial simples.

### 5.2.3 Modelos ARIMA

Esse método tem como objetivo ajustar aos dados modelos autoregressivos integrados de médias móveis, ou seja, supõe-se que os termos da série temporal são altamente dependentes dos seus valores prévios. O modelo ARIMA é uma extensão do modelo ARMA (autoregressivo de médias móveis), sendo um modelo ARMA( $p, q$ ) definido por:

$$\phi(B)Z_t = \theta_0 + \theta(B)\varepsilon_t \quad (26)$$

Onde  $Z_t$  representa o elemento da série temporal no período  $t$ ,  $\varepsilon_t$  é uma variável de ruído no mesmo período,  $\theta_0$  é um parâmetro que possibilita média diferente de zero e  $B$  é operador de atraso, de forma que  $B^k Z_t = Z_{t-k}$ . Já  $\phi(B)$  e  $\theta(B)$  representam, respectivamente, o polinômio autoregressivo (27) e o polinômio de médias móveis (28) (BAYER; CASTRO; BAYER, 2012).

$$\phi(B) = 1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \dots - \phi_p B^p \quad (27)$$

$$\theta(B) = 1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - \dots - \theta_q B^q \quad (28)$$

O modelo ARMA exige que a série seja estacionária, mas, muitas vezes, ela não é. Para corrigir esse problema, é adicionado um processo de diferenciação e, após a primeira diferenciação, pode-se dizer que a série é estacionária em muitos casos (CAMPOS, 2008). De forma mais geral, “se uma série se torna estacionária após  $d$  diferenças, a série é dita integrada (I) de ordem  $d$ ” (BAYER; CASTRO; BAYER, 2012, p. 231). Assim o modelo ARIMA( $p, d, q$ ) completo é definido por:

$$\phi(B)(1 - B)^d Z_t = \theta(B)\varepsilon_t \quad (29)$$

Após estimar o modelo ARIMA utilizando os dados históricos da série temporal, é possível prever o elemento  $h$  a partir de  $t$  considerando  $Z_{t+h} = \hat{Z}_t(h)$ . Por exemplo, para ARIMA(2,1,2), tem-se:

$$\begin{aligned} (1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2)(1 - B)\hat{Z}_t(h) \\ = (1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2)\varepsilon_t \end{aligned} \quad (30)$$

Então, para  $h = 1$ , pode-se rearranjar (32) como:

$$\begin{aligned} \hat{Z}_t(1) = (1 - \phi_1)Z_t - (\phi_1 - \phi_2)Z_{t-1} - \phi_3 Z_{t-2} \\ - \theta_1 \varepsilon_t - \theta_2 \varepsilon_{t-1} \end{aligned} \quad (31)$$

Para  $h = 2$  é utilizada a mesma abordagem, aplicando a previsão  $\hat{Z}_t(1)$ . Então, as previsões passadas são utilizadas recursivamente no modelo, assim com, até certo ponto, os dados conhecidos da série.

É importante ressaltar que o modelo ARIMA não representa sazonalidade explicitamente. Para isso, pode-se utilizar a variante SARIMA, que incorpora polinômios autoregressivos e de médias móveis exclusivos para representar sazonalidade, bem como um segundo processo de diferenciação com foco na sazonalidade. Assim, um modelo SARIMA( $p, d, q$ )( $P, D, Q$ ) pode ser definido por:

$$\phi(B)\Phi(B^s)(1 - B)^d(1 - B^s)^D Z_t = \theta(B)\Theta(B^s)\varepsilon_t \quad (32)$$

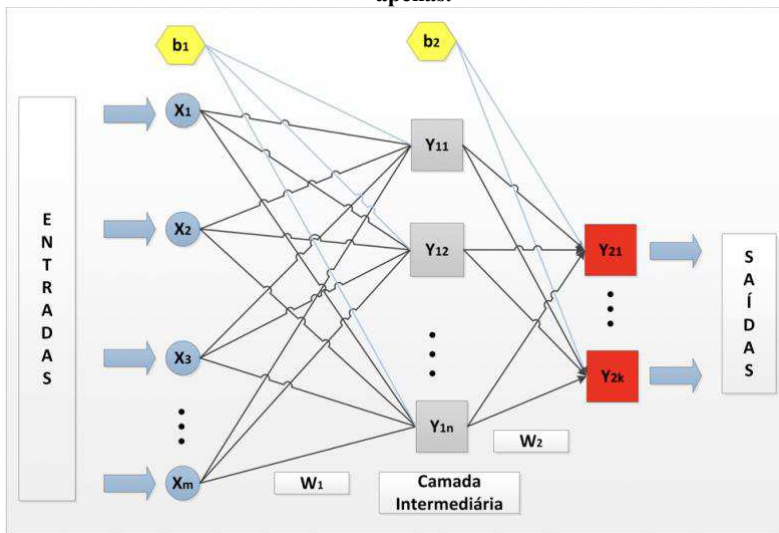
Sendo que  $P$ ,  $D$  e  $Q$  são ordens da parcela sazonal com sazonalidade  $s$ . Além disso, o polinômio autoregressivo  $\Phi(B^s)$  e o

polinômio de médias móveis  $\Theta(B^5)$  têm, respectivamente, parâmetros  $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_p$  e  $\Theta_1, \Theta_2, \dots, \Theta_q$  referentes às características sazonais do modelo.

### 5.2.4 Redes Neurais Artificiais

Redes neurais artificiais (RNAs) são modelos de inteligência artificial que buscam simular o comportamento do cérebro humano. Isso é feito por camadas contendo pequenas células de processamento, chamadas de “neurônios”, altamente interligadas aos neurônios das camadas anterior e posterior. A **Figura 23** mostra um exemplo de rede neural com uma camada intermediária. Cada conexão entre neurônios possui um peso que representa a importância daquela conexão. Por isso, é preciso treinar a RNA para encontrar os pesos de cada conexão que resultem nas melhores previsões. Como o processamento de cada neurônio, chamada de função de ativação, é não-linear, o processo de treinamento é extremamente custoso computacionalmente e necessita de uma grande quantidade de dados para gerar um bom modelo.

**Figura 23: Exemplo de rede neural artificial com uma camada intermediária apenas.**



Fonte: Mateus Neves Barreto (2017).

Contudo, não faz parte do escopo do trabalho se aprofundar nas características desse método. Basta citar que RNAs podem apresentar vantagens se comparados com outros métodos de previsão por resultarem em modelos não-lineares altamente complexos e imprevisíveis. De fato, RNAs estão consolidadas, junto com outras técnicas, no estado da arte da previsão de carga, principalmente para previsões de curto prazo.

Apesar disso, é preciso ressaltar o alto grau de liberdade para o desenvolvimento uma RNA. É possível criar redes com qualquer número de camadas em que, em cada camada, há um número diferente de neurônios. Além dos dados estatísticos da série de carga, é possível utilizar outras informações, como, por exemplo, dados climáticos. Por esses e outros motivos, não é possível estabelecer um modelo único para abordar o problema de previsão de carga utilizando RNAs, já que diferentes modelos podem representar melhor diferentes subconjuntos de dados e suas peculiaridades (BARRETO, 2017). Por isso, RNAs têm muito potencial na área de previsão de carga, mas exigem um alto nível de refinamento.

### 5.3 MODELO INDIVIDUAL E AGREGADO

Existem dois modelos principais utilizados para previsão de carga por barramento: o modelo individual e o modelo agregado. Nesses dois modelos é definido apenas se os dados serão agregados ou não, sendo possível utilizar os tratamentos estáticos e métodos de previsão mais convenientes para cada aplicação.

No modelo individual são utilizadas as informações de cada barramento separadamente. Assim, espera-se ajustar o modelo de previsão para cada barra, apresentando resultados mais específicos para cada uma delas (SALGADO, 2004). Apesar de apresentar melhores resultados, essa abordagem apresenta um alto custo computacional para uma grande quantidade de barras, o que pode justificar o uso do modelo agregado.

O modelo agregado busca diminuir o número de barramentos, agregando aqueles com características parecidas. Como resultado, se reduz o custo computacional por aplicar métodos de previsão para um número reduzido de séries temporais. Porém, como o resultado desejado é a previsão de carga por barra, é preciso calcular as cargas individuais a partir da previsão agregada. Segundo Salgado (2004, p. 62),

o inconveniente do modelo agregado é que o processo de agregação não é indicado para todos os barramentos do sistema, podendo em alguns casos gerar previsões com erros elevados quando comparados a previsão individual do mesmo barramento.

No caso da CELESC, o modelo agregado a partir da carga global é utilizado para a previsão de carga por barramento. É atribuído a cada barramento uma quantidade da carga global prevista proporcional à sua “semente”, sendo a semente a participação no mesmo período do ano anterior ou uma previsão individual que deve ser ajustada. Contudo, em muitos casos não havia um histórico de dados verificados para calcular a participação de cada barramento de forma rápida e direta. Assim, a proporção da carga global calculada para cada barramento era, para muitos desses barramentos, baseada na proporção adotada em previsões anteriores. Por isso, mesmo adotando o modelo agregado, um histórico individualizado é imprescindível para bons resultados de previsão de carga por barra.

#### 5.4 CONSUMIDORES HORO-SAZONAIS

Consumidores cativos tem uma forma de tarifação simples, onde, há normalmente uma tarifa constante de consumo. Porém, para consumidores de alta tensão, a forma de tarifação é mais complexa. Existem três estruturas tarifárias em vigor atualmente: convencional, horo-sazonal verde e horo-sazonal azul.

Para a estrutura convencional, existem duas tarifas, uma de demanda e uma de consumo. Além disso, há a possibilidade de uma tarifa de ultrapassagem que corresponde a três vezes a tarifa de demanda (LOPES, 2011). Essa tarifa é aplicada para toda demanda que ultrapasse a demanda contratada no caso de a demanda medida ultrapassar a contratada em mais de 10%. Apesar desses consumidores não serem rigorosamente horo-sazonais, as suas características de demanda contratada e ultrapassagem fazem com que eles tenham o mesmo tratamento durante o procedimento de previsão.

Para os consumidores horo-sazonais da estrutura verde, há a mudança das tarifas de consumo durante o período do dia. Durante os horários de ponta há uma tarifa de consumo diferente para do que nos horários fora de ponta. Não há mudanças em relação à estrutura convencional para a tarifação da demanda e da ultrapassagem.



Já no caso da estrutura horo-sazonal azul, todas as tarifas dependem do período do dia. Há tarifas de consumo, demanda e ultrapassagem diferentes para o horário de ponta e o fora-ponta. Além disso, a faixa de tolerância para a ultrapassagem pode diminuir para 5%, dependendo do subgrupo do consumidor.

Essas estruturas tarifárias afetam o comportamento de grandes consumidores e esse comportamento deve ser previsto no cálculo da demanda futura. Por causa da mudança de tarifa no horário de ponta, é esperado que esse consumidor apresente mudanças abruptas no comportamento de consumo durante essa transição. Além disso, por conta da tarifa de ultrapassagem, esses consumidores tomarão todas as medidas possíveis para não ultrapassar os limites contratuais. Por isso, utilizar indiscriminadamente as cargas desses consumidores nos modelos de previsão pode gerar resultados irreais. Por exemplo, se foi previsto um aumento de 5% para um barramento que contém um consumidor horo-sazonal relevante, é muito provável que o consumo não aumente realmente 5%. Isso ocorre porque, a não ser que haja alguma mudança contratual, esse consumidor manterá o mesmo padrão de consumo.

Além disso, não há limite inferior, apesar da demanda contratada ser um claro limitante superior. Por isso, a demanda desses consumidores não deve ser prevista como a contratada para todos os pontos. Para barras mistas, não exclusivas para consumidores horo-sazonais, aplica-se a seguinte relação para pontos coincidentes diferentes de PU e MU:

$$C_{HS}^p = C_B^p - F_A(C_B^r - C_{HS}^r) \quad (33)$$

Onde  $C_{HS}^p$  é a carga horo-sazonal prevista para aquele ponto,  $C_B^p$  é carga prevista para o barramento naquele ponto,  $C_B^r$  é a carga prevista de referência para o barramento,  $C_{HS}^r$  é a carga horo-sazonal prevista de referência e  $F_A$  é o fator de ajuste que relaciona as condições de carga. A carga prevista de referência é a do patamar de carga pesada em dia útil quando as cargas horo-sazonais de sábados e domingos à noite são calculadas, com  $F_A$  sugerido, conforme a **Tabela 3**.

**Tabela 3: Fatores de ajuste para pontos coincidentes com cargas de referência de períodos de carga pesada de dia útil.**

<b>Ponto coincidente</b>	<b><math>F_A</math></b>
<b>Pesada de sábado</b>	0,90
<b>Pesada de domingo</b>	0,85

Fonte: ONS (2012).

Para os demais pontos coincidentes, utiliza-se as cargas de referência do patamar de carga média de dia útil, com as relações conforme a Tabela 4.

**Tabela 4: Fatores de ajuste para pontos coincidentes com cargas de referência de períodos de carga média de dia útil.**

<b>Ponto coincidente</b>	<b><math>F_A</math></b>
<b>Leve de dias úteis</b>	0,45
<b>Mínima</b>	0,40
<b>Média de sábado</b>	0,75
<b>Média de domingo</b>	0,60
<b>23ª hora de fevereiro</b>	0,90

Fonte: ONS (2012).

## 5.5 PREVISÃO DE CARGA NA CELESC

Essa seção busca descrever o procedimento utilizado na CELESC para previsão de carga por barramento. São citados os métodos de previsão de séries temporais utilizados na empresa, como ARIMA e Holt-Winters. Também, é discutido o procedimento de individualização da carga global, conforme o modelo agregado, levando em consideração os consumidores horo-sazonais. Além disso é justificado o uso do modelo agregado de previsão mesmo após a criação do histórico de dados verificados por barramento.

Depois do procedimento de previsão ser conhecido, são mostrados exemplos de previsões feitas antes do histórico existir. São discutidos casos em que, mesmo sem o histórico de dados verificados por barra, a acurácia das cargas previstas foi satisfatória. Porém, também são mostrados casos em que o que o histórico claramente levaria à melhores previsões. De fato, é esperado que esse histórico melhore consideravelmente o processo de desagregação da carga global prevista.

### 5.5.1 Procedimento de Previsão de Carga por Barramento

Para previsão da carga global anual com objetivo de estimar a necessidade de novos contratos de energia, modelos como regressão são muitos úteis. Nesses modelos, até dados climáticos e econométricos são utilizados para as previsões com esse objetivo. Porém, modelos de regressão não representam a sazonalidade inerente às curvas mensais de carga e, por isso, não são suficientes para estimar cargas futuras por barramento.

Assim, são também utilizados outros modelos que compreendem a tendência e/ou sazonalidade dos dados. Modelos clássicos para previsão de séries temporais, como Holt-Winters e ARIMA, são executados por *softwares* bem estabelecidos no mercado. São utilizados como insumos as curvas críticas mensais da carga global, sem reordenação com base no perfil da curva média. Após a previsão dos dados de forma agregada, deve-se desagregar a carga nas barras. Cada barramento recebe uma quantidade da carga global de acordo com a semente do barramento. A semente pode corresponder à quantidade da carga global que esse barramento representava no mesmo mês do ano anterior, para respeitar a característica sazonal da curva de carga, ou a uma previsão que será ajustada pela carga global.

É nesse processo de desagregação que os dados verificados de carga têm sua aplicação mais direta. Sem as medições por barramento, seria muito mais difícil estimar a participação de cada barra com exatidão. Por exemplo, não seria notada uma mudança no padrão de crescimento de carga de uma barra específica, a não ser que isso fosse investigado individualmente. É importante notar que é preciso mais do que medições de carga para um bom processo de desagregação, sendo necessárias informações como contratos de consumidores horo-sazonais e remanejamentos de carga.

Quanto à carga horo-sazonal, a sua influência é descontada no processo de desagregação da carga. As previsões de carga global são realizadas levando em consideração a carga horo-sazonal histórica, mas, antes de calcular a participação de cada barramento, a carga horo-sazonal prevista é descontada da carga global prevista. Dessa forma, durante o processo de desagregação, espera-se distribuir a carga global proporcionalmente, mas sem a influência dos consumidores horo-sazonais.

Apesar da criação do histórico de dados verificados por barramento, é esperado que a abordagem de previsão agregada continue sendo utilizada. Isso deve ocorrer por dois motivos:

1. O histórico de dados de carga global é mais confiável e completo, tendo dados disponíveis desde 2002;
2. Os dados armazenados por barramento são de apenas alguns pontos bem definidos, enquanto os dados utilizados para previsão compreendem, normalmente, a curva crítica mensal.

### 5.5.2 Exemplos de Dados Previstos de Carga por Barramento

Para mostrar os resultados do procedimento de previsão adotado na CELESC, são apresentados alguns exemplos de dados previstos. Essas previsões foram feitas para o estudo do PAR e são referentes ao ano de 2017. É importante deixar claro que, quando essas cargas foram previstas, não existia o histórico criado pelas ferramentas descritas nesse trabalho. Por isso, é esperado que as previsões sejam mais exatas para os próximos anos.

Apesar disso, os valores previstos de algumas barras se mostraram próximos aos valores verificados. Um exemplo disso é a barra de número 2712, Blumenau 2 com tensão de 138kV. A **Tabela 5** mostra a média e a mediana dos erros percentuais para a carga ativa dessa barra no ano de 2017 quando as cargas previstas para o PAR são comparadas aos dados verificados.

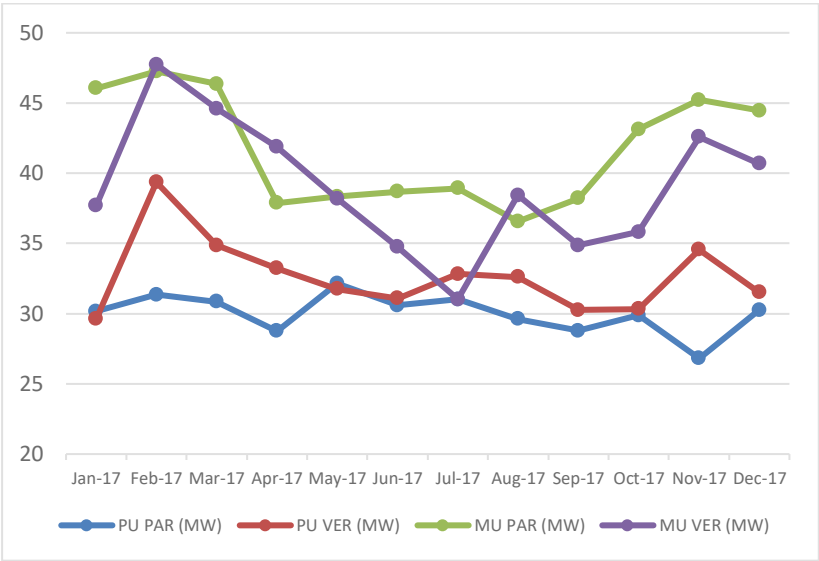
**Tabela 5: Média e mediana do erro percentual da carga ativa da barra 2712 para os pontos coincidentes PU e MU no ano de 2017.**

Ponto coincidente	Média	Mediana
PU	8,1%	5,2%
MU	10,3%	9,4%

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

É interessante observar a mediana dos erros, pois é comum que alguns poucos pontos apresentem erros muito maiores do que a maioria. Isso pode ser visto na **Figura 24**, onde, apesar das curvas terem comportamentos parecidos, em 2 ou 3 meses há uma grande diferença entre os dados previstos e verificados.

**Figura 24: Carga ativa da barra 2712 para 2017 (MW) para os pontos coincidentes PU e MU.**



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Quanto à carga reativa dessa mesma barra, a média e a mediana dos erros foi praticamente o dobro do que para a carga ativa, conforme os dados da **Tabela 6**. De fato, em todas as barras analisadas, o erro percentual médio da carga reativa foi muito maior do que o erro na carga ativa, as vezes chegando até a 10 vezes. Porém, essa alta taxa de erro é normalmente causada por superestimar a carga reativa, o que, para fins de expansão do sistema, não deve ser um problema. Por essas e outras razões, apenas a carga ativa é analisada nos próximos exemplos.

**Tabela 6: Média e mediana do erro percentual da carga reativa da barra 2712 para os pontos coincidentes PU e MU no ano de 2017.**

Ponto coincidente	Média	Mediana
PU	19,2%	13,3%
MU	21,0%	18,8%

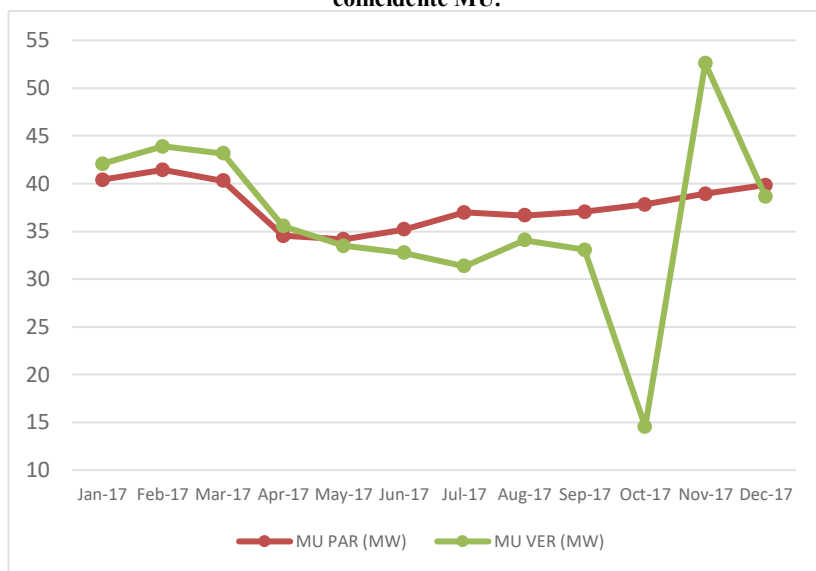
Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

É preciso ressaltar que os erros da comparação entre os dados previstos para o PAR e os dados verificados não são causados necessariamente por problemas nos modelos de previsão. Os dados verificados podem não corresponder a realidade por erros de medição,

por exemplo. Também, podem ocorrer eventos não previstos, como remanejamento de carga, o que não desqualifica o modelo de previsão.

Um exemplo disso é o barramento 2709, os dados previstos e verificados são, para o ponto coincidente MU, extremamente próximos na maior parte do ano, mas, em outubro, há uma queda abrupta (**Figura 25**). Se a carga do mês de outubro fosse retirada da série, o erro percentual médio cairia de cerca de 21% para cerca de 9%. É possível questionar se essa queda no consumo tenha sido causada por algum remanejamento ou por erros de medição, mas não é possível questionar o procedimento de previsão que apresentou uma boa acurácia nos outros meses.

**Figura 25: Carga ativa da barra 2709 para o ano de 2017 (MW) para o ponto coincidente MU.**

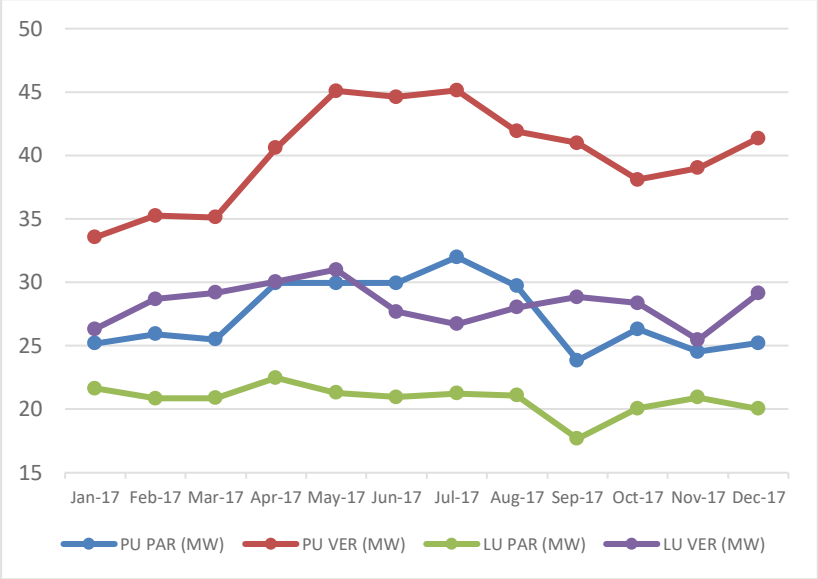


Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Apesar dos bons resultados para alguns barramentos antes do histórico de dados verificados, há barras em que esse histórico teria feito muita diferença. Para a barra 2892, está claro que os métodos de previsão representaram a sazonalidade do barramento, mas a o nível da carga prevista não condiz com a da carga verificada (**Figura 26**). De fato, o nível previsto para o patamar de carga pesada é o similar ao nível verificado no patamar de carga leve. Um motivo muito provável para

essa previsão irreal é atribuição incorreta da parcela de carga global para esse barramento, o que poderia ter sido evitado se o histórico já existisse naquela época.

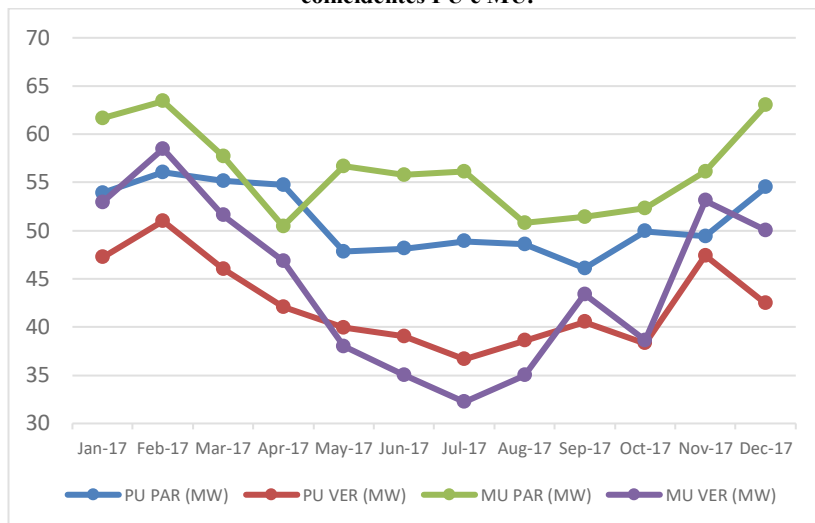
**Figura 26: Carga ativa da barra 2892 para o ano de 2017 (MW) para os pontos coincidentes PU e LU.**



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Da mesma forma que a participação de um barramento pode ser subestimada, ela também pode ser superestimada. Isso ocorreu no barramento de número 2788, conforme a **Figura 27**. Como a carga global é prevista e então desagregada, está claro que, se o nível da carga de uma barra está abaixo do que deveria estar, o nível de outra barra estará acima.

**Figura 27: Carga ativa da barra 2788 para o ano de 2017 (MW) para os pontos coincidentes PU e MU.**



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Assim, é possível perceber que foram feitas boas previsões antes do histórico de dados verificados por barramento. Porém, também foram feitas previsões irreais e que, com esse histórico, apresentariam resultados mais exatos. Por isso, é esperado que esse recurso seja muito utilizado para melhorar as previsões de carga por barramento realizadas na CELESC de hoje em diante.



## 6 CONCLUSÃO

Após o termino do projeto, fica claro sua importância para a melhoria das previsões de carga por barramento da CELESC. O histórico de dados verificados, criado utilizando as rotinas computacionais descritas nesse trabalho, é um recurso muito importante para o procedimento de previsão de carga por barra feito na empresa e deve melhorar a acurácia das suas previsões futuras. É importante destacar que esses dados verificados e previstos também serão utilizados por outros agentes do sistema, como o ONS, com o objetivo de garantir a segurança do sistema elétrico. Estudos de planejamento da operação e da expansão do sistema utilizarão como insumo os dados verificados gerados por essas rotinas, bem como os dados previstos com base no histórico desenvolvido. Por isso, destaca-se o impacto prático do trabalho para a expansão e operação do sistema elétrico.

Apesar dos bons resultados, existem pontos que podem ser, ou poderiam ter sido, melhorados, como:

- Aplicar técnicas de tratamento estatístico, como correção de *outliers*, em alguma etapa do processo de gestão dos dados;
- Armazenar, além dos pontos coincidentes, as curvas de carga crítica de cada barramento, possibilitando previsões individualizadas;
- Migrar a rotina para uma linguagem de programação mais eficiente e encapsular o programa em um executável ou em um aplicativo *web*;
- Melhorar a interface com o usuário, tornando-a mais intuitiva e agradável.



## REFERÊNCIAS

BARRETO, Mateus Neves et al. **Análise e previsão de carga crítica ativa e reativa do Sistema Elétrico Brasileiro**. 2017.

BAYER, Débora Missio; CASTRO, NM dos R.; BAYER, Fábio Mariano. **Modelagem e previsão de vazões médias mensais do rio Potiribu utilizando modelos de séries temporais**. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 17, n. 2, p. 229-239, 2012.

CAMPOS, Roger Júnio. **Previsão de séries temporais com aplicações a séries de consumo de energia elétrica**. 2008. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C.; HUBELE, Norma F. **Engineering statistics**. John Wiley & Sons, 2009.

ONS. **Extensão da rede de transmissão**. ONS, 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 20 de set. de 2018.

ONS. **Manual de preenchimento dos dados para consolidação da previsão de carga para os estudos elétricos**. Rio de Janeiro, 2015.

ONS. **Procedimentos de Rede Módulo 4 – Ampliações e Reforços**. Rio de Janeiro, 2017a.

ONS. **Procedimentos de Rede Módulo 5 – Consolidação da Previsão de Carga**. Rio de Janeiro, 2017b.

ONS. **Procedimentos de Rede Módulo 6 – Planejamento e Programação da Operação Elétrica**. Rio de Janeiro, 2016.

ONS. **Treinamento para uso do CPNE? Utilities 6.4 – Módulo Avançado**. Rio de Janeiro, 2012

LOPES, Juarez Castrillon. **Manual de tarifação da energia elétrica**. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica-Procel, 2011.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Synergia, 2011.

SALGADO, Ricardo Menezes et al. **Um modelo de previsão de carga por barramento**. 2004.